ESTUDIO DE RIESGO

PROYECTO:

"ESTACIÓN DE DESCOMPRESIÓN DE GAS NATURAL COMPRIMIDO DE VIRTUAL PIPELINES DE MÉXICO EN INVERNADEROS AGRIZAR"

PROMOVENTE:

VIRTUAL PIPELINES DE MÉXICO, S.A.P.I. DE C.V.

PREPARADO PARA:

AGENCIA NACIONAL DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL (AGENCIA DE SEGURIDAD, ENERGÍA Y AMBIENTE (ASEA)

ASEA
AGENCIA DE SEGURIDAD, ENERGÍA Y AMBIENTE

TABLA DE CONTENIDO

I.- DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO 12

A.- UBICACIÓN DEL PROYECTO 13

B.- DIMENSIONES DEL PROYECTO 15

C.- NORMAS, ESTÁNDARES Y CRITERIOS DE DISEÑO 18

C.1. Normas y estándares 18

C.1.1. Normas de la Comisión Reguladora de Energía y ASEA 18

C.1.2. Normas de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME/ANSI) 18

C.1.3. National Fire Protection Association (NFPA) 18

C.1.4. Normas Oficiales Mexicanas (NOM's) 18

C.1.5. Normas ISO (International Organization Standardization) 19

C.2. Criterios de diseño 19

C.2.1. Datos meteorológicos y riesgos hidrometeorológicos 19

C.2.2. Datos por riesgos hidrometeorológicos y geológicos 20

D.- Planos del proyecto 20

E. USO DE SUELO 21

F. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES 22

F.1.- Contenedores en semirremolques de GNC 23

F.2.- Equipo integrado de descompresión de GNC 26

F.2.1.- Sistema de tuberías de Gas Natural en Alta Presión y en Baja Presión 26

F.2.2.- Sistema de Reducción de Presión de GNC. 31

F.2.2.1.- Módulo Reductor de Presión o PRM 32

F.2.2.2.- Módulo de Control de Calentamiento o HCM 36

F.2.3.- Sistema de distribución eléctrica (Fuerza y Control) 44

F.2.4.- Sistema de de tierras (TDD AGRIZAR-IEST-01-25072022-A) 45

F.2.5.- Sistema de Pararrayos (AGRIZAR-IESP-01-25072022-A) 45

F.2.6.- Sistema de Seguridad y Señalética (TDD AGRIZAR-SISS-01-25072022-A)..... 45

II.- DESCRIPCIÓN DEL PROCESO 51

A. Filosofia de operación 51

B. Sustancia a manejar 56

III.- DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO 57

III.1.- Componentes abióticos..... 57

A. Clima 57

A.1. Temperatura 58

A.2. Precipitación 59

A.3. Vientos dominantes 60

B. Fenómenos climatológicos 61

B.1. Heladas..... 62

B.2. Ciclones (huracanes)..... 63

B.3. Granizo 64

B.4. Inundaciones 65

B.5. Sequia..... 66

C. Geología 67

C.1. Geomorfología..... 68

C.2. Relieve..... 69

C.1. Altitud 69

C.2. Presencia de fallas y fracturas 70

C.3. Susceptibilidad de la zona de derrumbes, deslizamientos, flujos y movimientos ... 71

C.4. Regionalización sísmica 72

C.5. Intensidad sísmica 73

C.6. Edafología 75

E. Hidrología subterránea 77

III.2.- Componentes bióticos 77

A. Vegetación terrestre y fauna silvestre 77

III.3.- Zonas vulnerables 78

A.- Densidad poblacional 81

IV.- ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS 82

IV.1.- Análisis Preliminar de Peligros 82

A. Resultados del análisis Hazid 85

IV.2.- Antecedentes de accidentes e incidentes en proyectos similares 91

IV.3.- Identificación de peligros y escenarios de riesgo 106

IV.3.1.- Metodología HaZop (Hazardous Operability Analysis) 106

A.- Selección de nodos 109

B. Resultados del análisis Hazop 109

IV.4.- Jerarquización de peligros y riesgos 125

IV.5.- Análisis cuantitativo de riesgos 143

IV.5.1.- Análisis de frecuencias 143

IV.5.1.1.- Metodología de árbol de fallas 144

IV.5.1.2.- Eventos a desarrolla para el árbol de fallas d elos escenarios de riesgo 147

IV.5.2.- Análisis de consecuencias 167

IV.5.2.1.- Desarrollo de la metodología de análisis de consecuencias 167

IV.5.2.1.1.- Evaluación de variables meteorológicas y estabilidad Pasquill 168

IV.5.2.1.2.- Parámetros meteorológicos 168

IV.5.2.1.3.- Tipos de eventos de riesgo que pudieran esperarse en las simulaciones. 169

IV.5.2.1.4.- Parámetros y equivalencias de daños a esperarse en las simulaciones ... 170

IV.5.2.1.5.- Evaluación de variables de operación, tiempos de las fugas e inventarios a considerar en el análisis de consecuencias de los eventos hipotéticos. 173

IV.5.2.2.- Representación en planos de los radios potenciales de afectación 208

IV.5.2.3.- Análisis de vulnerabilidad 224

IV.5.2.4.- Interacciones de riesgo al interior y exterior del proyecto 228

IV.6.- REPOSICIONAMIENTO DE LOS ESCENARIOS DE RIESGO 232

IV.6.1. Metodología del Árbol de sucesos o análisis de secuencias de sucesos. 232

IV.7. SISTEMAS DE SEGURIDAD 246

IV.7.1.- Normas de Diseño 246

IV.7.2.- Especificaciones de Diseño 246

IV.7.2.- Sistemas y accesorios 251

IV.7.2.1.- Sistema Básico de Control de Proceso (SBCP) 251

IV.7.2.2.- Alarmas y procedimientos 254

IV.7.2.3.- Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) 256

IV.6.2.4.- Recomendaciones técnico-operativas 256

IV.8.- CONCLUSIONES 285

IV.8.- RESUMEN EJECUTIVO 297

IV.8.1. Informe Técnico 319

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas del polígono del proyecto 13
Tabla 2. Áreas y superficies del proyecto 15
Tabla 3. Coordenadas del área de equipos eléctricos, oficina móvil y circulación peatonal 16
Tabla 4. Condiciones típicas de trabajo y propiedades 24
Tabla 5. Características de tuberías de gas natural a alta y baja presión 27
Tabla 6. Características de equipos y elementos principales 41
Tabla 7. Condiciones de operación de la PRS 54
Tabla 8. Composición de la mezcla. 56
Tabla 9. Estaciones meteorológicas cercanas a la zona de estudio (m.s.n.m. = metros sobre el nivel del mar). 58
Tabla 10. Temperatura media mensual registrada. 58
Tabla 11. Precipitación máxima diaria, media y máxima mensual. 59
Tabla 12. Cuadro de velocidades medias y máximas de los vientos mensuales (m/s) en la estación **EMA** Presa Allende, Guanajuato. 60
Tabla 13. Promedio mensual de días con lluvia, niebla, granizo y tormentas que se registraron en las estaciones Meteorológicas 62
Tabla 14. Unidades litológicas presentes en el área del Proyecto 67
Tabla 15. Escala de Mercalli 74
Tabla 16. Unidades edafológicas en el área del Proyecto 76
Tabla 17. Disponibilidad de agua subterránea en el acuífero Valle de Celaya. 77
Tabla 18. Inventario de zonas vulnerables 79
Tabla 19. Proximidades con infraestructura para un radio de 500 m 79
Tabla 20. Uso de suelo para un radio de 500 m 80
Tabla 21. Resultados HAZID por grados de peligro en la categoría o actividad 85
Tabla 22. Emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (período 200-2014) 92
Tabla 23. Tipo de emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (período 2000-2014**)** 95
Tabla 24. Sustancias involucradas en los accidentes químicos reportados a la PROFEPA (período 2000-2014) 96
Tabla 25. Resumen de accidentes en ductos 98
Tabla 26. Antecedentes de accidentes e incidentes en proyectos similares. 100
Tabla 27. Palabras guía más utilizadas en la metodología HAZOP 107
Tabla 28. Descripción de nodos seleccionados para el análisis HAZOP 109

Tabla 29. Resultados del análisis HAZOP 110
Tabla 30. Determinación de la consecuencia 127
Tabla 31. Categorías de frecuencias 128
Tabla 32. Índice de Riesgo 129
Tabla 33. Jerarquización de riesgos 131
Tabla 34. Jerarquización de riesgos identificados del análisis HAZOP 132
Tabla 35. Tabla de escenarios identificados 133
Tabla 36. Escenarios potenciales de riesgo identificados como catastrófico, más probables y alternos. 143
Tabla 37. Símbolos de eventos en FTA 145
Tabla 38. Símbolos de puertas en el FTA. 145
Tabla 39. Frecuencias de fallas para los sucesos del evento 1 148
Tabla 40. Solución de puertas del árbol de fallas para los sucesos del evento 2. 148
Tabla 41. Frecuencias de fallas para los sucesos del evento 2. 149
Tabla 42. Solución de puertas del árbol de fallas para los sucesos del evento 2 150
Tabla 43. Frecuencias de fallas para los sucesos del escenario 3 151
Tabla 44. Solución de puertas del árbol de fallas para los sucesos del evento 3 152
Tabla 45. Frecuencias de fallas para los sucesos del escenario 4 154
Tabla 46. Solución de puertas del árbol de fallas para los sucesos del escenario 4 155
Tabla 47. Resultados de la solución de árboles de falla para los escenarios planteados 165
Tabla 48. Criterios de categoría, descripción y frecuencia en una matriz de riesgos según COMERI 165
Tabla 49. Valores de frecuencia de los eventos 166
Tabla 50. Lista de sustancias manejadas en el análisis de consecuencias 167
Tabla 51. Composición de las sustancias modeladas 167
Tabla 52. Estabilidades según Pasquill 169
Tabla 53. Valores umbrales seleccionados 170
Tabla 54. Efectos generados a diferentes intensidades de Radiación Térmica 171
Tabla 55. Efectos del Flash Fire (Flamazo) 171
Tabla 56. Vulnerabilidad de materiales por radiación térmica 172
Tabla 57. Efectos estimados por sobrepresión 172
Tabla 58. Condiciones de operación a considerar en el análisis de consecuencias por escenario planteado 174
Tabla 59. Datos de entrada para el cálculo de la tasa de emisión de los escenarios a simular en SCRI Emisiones 175
Tabla 60. Eventos típicos de fuga o derrame de productos 176
Tabla 61. Tiempo de fuga para cada escenario 177
Tabla 62. Tasa e inventarios de fuga para cada escenario a simular 194

Tabla 63. Datos de especificación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_1 195
Tabla 64. Datos de especificación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_2 197
Tabla 65. Datos de especificación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_3_1 200
Tabla 66. Datos de especificación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_3_2 202
Tabla 67. Datos de especificación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_4 205
Tabla 68. Descripción de los posibles receptores de riesgo 224
Tabla 69. Descripción de las interacciones de riesgo con zonas vulnerables. 228
Tabla 70. Resultados de frecuencias del resultado de la evaluación de árbol de suceso 1 234
Tabla 71. Resultados de frecuencias del resultado de la evaluación de árbol de suceso 2 236
Tabla 72. Resultados de frecuencias del resultado de la evaluación de árbol de suceso 3 239
Tabla 73. Resultados de frecuencias del resultado de la evaluación de árbol de suceso 4 241
Tabla 74. Reposicionamiento de los escenarios de riesgo 244
Tabla 75. Recomendaciones identificadas en el análisis Hazop 257
Tabla 76. Programa para la implementación de las recomendaciones 271

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura. 1. Ubicación del proyecto 14
Figura. 2. Arreglo general del proyecto (Layout, Plano TDD-AGRIZAR-KMZ-01-25072022-A) 17
Figura. 3. Tipo de uso de suelo del área del proyecto 21
Figura. 4. Diagrama esquemático del proyecto 22
Figura. 5. Estructura de los cilindros 23
Figura. 6. Componentes básicos del contenedor 25
Figura. 7. Arreglo de tuberías alta presión (TDD-AGRIZAR-IMAT-01-25072022-A) 28
Figura. 8. Isométrico alta presión (TDD-AGRIZAR-ISO-01-25072022-A) 29
Figura. 9. Isométrico baja presión (TDD-AGRIZAR-ISO-02-25072022-A) 30
Figura. 10. Componentes del Módulo Reductor de Presión PRM 33
Figura. 11. Identificación de reguladores 34

Figura. 12. Monitor de espera 34
Figura. 13. Monitor de trabajo 35
Figura. 14. Regulador de operación 36
Figura. 15. Componentes del módulo de control de calefacción 37
Figura. 16. Plano de Equipo de descompresión 38
Figura. 17. Plano de Módulo de control de calentamiento 39
Figura. 18. Equipo integrado de descompresión Layout (TDD AGRIZAR-LAY-01-25072022-A) 40
Figura. 19. Diagrama unifilar del sistema eléctrico 44
Figura. 20. Sistema de tierras (TDD AGRIZAR-IEST-01-25072022-A) 48
Figura. 21. Sistema de pararrayos (TDD AGRIZAR-IESP-01-25072022-A) 49
Figura. 22. Sistema de señalética y seguridad (TDD AGRIZAR-SISS-01-25072022-A) 50
Figura. 23. DTI del proyecto, (Plano TDD-AGRIZAR-IMDTI-01-25072022-A) 55
Figura. 24. Tipo de clima en el área del proyecto 57
Figura. 25. Dirección predominante del viento en las zonas cercanas al área del Proyecto. 61
Figura. 26. Nivel de peligro por heladas en el área del Proyecto 63
Figura. 27. Nivel de peligro por ciclones tropicales en el área del Proyecto 64
Figura. 28. Nivel de peligro por granizo en el área del Proyecto 65
Figura. 29. Nivel de peligro por inundaciones en el área del Proyecto 66
Figura. 30. Nivel de peligro por sequía en el área del Proyecto 67
Figura. 31. Sistema de lito estratigráfica en el área del Proyecto 68
Figura. 32. Topoformas en el área del proyecto 69
Figura. 33. Gradiente altitudinal en el área del Proyecto 70
Figura. 34. Ubicación del proyecto con relación a fallas y fracturas 71
Figura. 35. Ubicación del proyecto con relación deslizamientos de laderas 72
Figura. 36. Regionalización sísmica en el área del Proyecto 73
Figura. 37. Intensidad sísmica con respecto a la ubicación del área del Proyecto 75
Figura. 38. Unidades edafológicas presentes en el área del **Proyecto.** 76
Figura. 39. Fotografías del predio donde se construirá el proyecto 78
Figura. 40. Zonas vulnerables del Proyecto 79
Figura. 41. Cruces de infraestructura del proyecto en un radio de 500 m 80
Figura. 42. Densidad poblacional 82
Figura. 43. Tipos de peligros identificados en el HAZID 90
Figura. 44. Emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (período 2000-2014) 94
Figura. 45. Distribución estatal de las emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (Período 2000-2014) 95

Figura. 46. Diagrama de flujo para realizar un análisis HAZOP (Adaptación de Dowell III, 1998)..... 108
Figura. 47. Matriz de jerarquización de riesgo de proceso..... 129
Figura. 48. Priorización de las zonas de riesgo..... 131
Figura. 49. Árbol de fallas de escenario 1..... 158
Figura. 50. Árbol de fallas de escenario 2 (1 de 2)..... 159
Figura. 51. Árbol de fallas de escenario 3 (1 de 2)..... 161
Figura. 52. Árbol de fallas de escenario 4 (1 de 2)..... 163
Figura. 53. Tasa de Fuga AGRIZAR_VPM_1..... 178
Figura. 54. Tasa de fuga de AGRIZAR _VPM_2..... 181
Figura. 55. Tasa de fuga AGRIZAR _VPM_3.1 fuga al 100%..... 184
Figura. 56. Tasa de fuga AGRIZAR _VPM_ 3.2. fuga la 20%..... 187
Figura. 57. Tasa de fuga AGRIZAR _VPM_4..... 190
Figura. 58. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_1 Explosión..... 209
Figura. 59. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_1 Flash Fire..... 210
Figura. 60. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_1 Jet Fire..... 211
Figura. 61. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_2 Explosión..... 212
Figura. 62. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_2 Flash Fire..... 213
Figura. 63. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_2 Jet Fire..... 214
Figura. 64. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_3_1 Explosión..... 215
Figura. 65. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_3_1 Flash Fire..... 216
Figura. 66. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_3_1 Jet Fire..... 217
Figura. 67. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_3_2 Explosión..... 218
Figura. 68. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_3_2 Flash Fire..... 219
Figura. 69. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_3_2 Jet Fire..... 220
Figura. 70. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_4 Explosión..... 221

Figura. 71. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_4 Flash Fire 222
Figura. 72. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_4 Jet Fire 223
Figura. 73. Esquema general de un árbol de sucesos. 232
Figura. 74. Resultados de la evaluación del árbol de suceso 1. 235
Figura. 75. Resultados de la evaluación del árbol de suceso 2. 237
Figura. 76. Resultados de la evaluación del árbol de suceso 3. 239
Figura. 77. Resultados de la evaluación del árbol de suceso 4. 241

I.- DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

Una nueva tecnología para transportar gas natural es a través de gasoductos virtuales o gasoductos móviles, donde se transporta gas natural comprimido por carretera para hacerlo llegar a los lugares en los que no exista la red de gas. La tecnología referida consiste en un sistema de estaciones de compresión y descompresión de gas natural y transporte en carretera en camiones remolque con contenedores portátiles. Permitiendo, así, el acceso a este servicio de GNC a zonas que no cuentan con la infraestructura adecuada para aplicaciones como:

- Estaciones de Servicio de Gas Vehicular
- Necesidades y aplicaciones industriales
- Necesidades y aplicaciones comerciales y/o residenciales

Virtual Pipelines de México, S.A.P.I. de C.V. (VPM), es una empresa mexicana especializada en suministrar Gas Natural a empresas del sector industrial que no tienen acceso a un gasoducto; sustituyendo así el consumo de Gas LP, Diesel o combustóleo. VPM ha encontrado una demanda de gas natural de este tipo de empresas en el centro del país y ha construido un "Centro de Transferencia de GNC para transportes por medio de semirremolques".

En este sentido, el proyecto **"ESTACIÓN DE DESCOMPRESIÓN DE GAS NATURAL COMPRIMIDO DE VIRTUAL PIPELINES DE MÉXICO EN INVERNADEROS AGRIZAR"**, abastecerá Gas Natural Comprimido a un invernadero propiedad de la empresa **AGRIZAR** en el municipio San Luis de la Paz, estado de Guanajuato. El GNC será entregado por la empresa **VPM** a través de contenedores móviles dedicados a transportar el gas a alta presión, y acondicionado para su uso por medio de un Equipo Integrado de Descompresión.

El proceso general de suministro de GNC inicia con la compresión del gas natural en una estación madre de servicio dedicada y/o exclusiva a la Compresión de gas natural, la cual está conectada a un gasoducto; esta surte mediante Postes de Carga, gas natural a una presión de 250 Bar a los módulos de almacenamiento (SKID´S) que transportarán el energético a las instalaciones del usuario final.

Una vez que la carga se efectúa correctamente, la unidad móvil que lleva los Skids se desplaza hasta las instalaciones del cliente donde se conectará al Poste de descarga, componente de entrada, el cual está conectado directamente a un Sistema de Reducción de Presión (PRS), dando inicio al proceso de despresurización.

El Equipo Integrado consta de lo siguiente: un panel de descarga con dos (2) posiciones y un (1) Sistema de Reducción de Presión (PRS) con un (1) Módulo de Reducción de Presión (PRM) y un (1) Módulo de Control de Calentamiento (HCM).

El proceso inicia con el vaciado de los contenedores, el cual se realiza a través de las posiciones de descarga integradas en la plataforma móvil. El gas es enviado a alta presión (aproximadamente 2535 kg/cm^2 / 3626 Psi), con un flujo máximo de 2,000 Sm^3/hr a la sección de despresurización. En el Módulo de Reducción de Presión (PRM) a través de válvulas reguladoras, se reduce la presión del gas, permitiendo a la vez que el flujo no sea afectado.

Debido a la diferencia de presión que es muy significativa entre la succión y la descarga, el gas puede alcanzar una temperatura de congelamiento en la descarga de cada etapa de descompresión. Para que esto no suceda, es necesario el Módulo de Control de Calentamiento (HCM), este equipo por medio de transferencia de calor a través de un flujo de agua caliente evita que el gas en su proceso de expansión se congele y obstaculice los equipos y tuberías. Con la temperatura del gas ya controlada, el flujo y presión constante; y pasando por un medidor de flujo, el gas es finalmente enviado al área de proceso para su utilización.

El diseño de la Estación de Descompresión Ensenada está basado en la NORMA Oficial Mexicana **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, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de agosto de 2017.

A.- UBICACIÓN DEL PROYECTO

El **Proyecto** se ubicará Rancho San Antonio (El Queretano), municipio de San Luis de la Paz, estado de Guanajuato, en las coordenadas [redacted] COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

El acceso al **Proyecto** es por la Carretera Federal 57 hacia dirección oeste-este de la comunidad el Charco posteriormente tomando hacia el norte hasta llegar a Rancho San Antonio.

Tabla 1. Coordenadas del polígono del proyecto

Vértice	UTM zona 14	
	X	Y
1	COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP	
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		

Figura. 1. Ubicación del proyecto

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

B.- DIMENSIONES DEL PROYECTO

Dentro del terreno Rancho San Antonio (El Queretano) se destinará una superficie de 1,556.24 m^2 (0.1556 ha) para la instalación del proyecto **"ESTACIÓN DE DESCOMPRESIÓN DE GAS NATURAL COMPRIMIDO DE VIRTUAL PIPELINES DE MÉXICO EN INVERNADEROS AGRIZAR"** para suministrar gas natural para el consumo de caderas.

El Proyecto**,** consiste en:

- Postes de descarga
- Sistema de Tuberías de Gas Natural en Alta Presión.
- Equipo de Descompresión
- Sistema de Tuberías de Gas Natural en Baja Presión.
- Módulo de Control de Calentamiento (HCM).
- Sistema de Distribución Eléctrica (Fuerza y Control)
- Sistema de Tierras.
- Sistema de Pararrayos.
- Sistema de Seguridad y Señalética.

El **Proyecto** se distribuye en un área de maniobra, posiciones de descarga de los contenedores, un área del equipo de la descompresora y una zona de equipos. Las superficies que ocupará cada una de estas áreas se presentan a continuación.

Tabla 2. Áreas y superficies del proyecto

Componente	Área en m2	Área en ha
Área de maniobras	1,091.26	0.1091
Posiciones de descarga	236.40	0.0236
Descompresora	70.50	0.0071
Zona de equipos	158.08	0.0158
Total	**1,556.24**	**0.1556**

A continuación, se indican las coordenadas UTM de las áreas principales, el área de maniobras, zona de descarga y el área del equipo de la descompresora y zona de equipos.

Tabla 3. Coordenadas del área de equipos eléctricos, oficina móvil y circulación peatonal

Área	Coordenadas UTM Zona 14		
	Vértice	X	Y
Patio de maniobras	1	COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP	
	2		
	3		
	4		
	5		
Posiciones de descarga	1		
	2		
	3		
	4		
Zona de equipos y descompresora	1		
	2		
	3		
	4		
	5		

A continuación, se presenta el plano general del proyecto (Layout, Plano TDD-AGRIZAR-KMZ-01-25072022-A).

Figura. 2. Arreglo general del proyecto (Layout, Plano TDD-AGRIZAR-KMZ-01-25072022-A)



C.- NORMAS, ESTÁNDARES Y CRITERIOS DE DISEÑO

Para el diseño del **proyecto** se consideraron según la normatividad aplicable para cada una de las etapas del diseño de las instalaciones, con el objetivo de minimizar al máximo las condiciones de riesgo dentro de sus instalaciones, las siguientes referencias:

C.1. Normas y estándares

C.1.1. Normas de la Comisión Reguladora de Energía y ASEA

- NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del Gas Natural.
- NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones de aprovechamiento para gas natural.
- NOM-006-SECRE-1999, Odorización de gas natural.
- NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural.
- NOM-008-SECRE-1999, Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/ó sumergidas.
- Norma Oficial Mexicana 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-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (Utilización).

C.1.2. Normas de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME/ANSI)

- ASME/ANSI B31.8, Sistema de tubería para el transporte de gas
- ANSI B 31.65, Aletas de la tubería de acero, válvulas con aletas y conectores
- ANSI-B-16.5, "Pipe Flanges and Flanged Fittings"
- ASME Section IX, Welding and Brazing Qualifications.

C.1.3. National Fire Protection Association (NFPA)

- NFPA 69 Explosion Prevention Systems.

C.1.4. Normas Oficiales Mexicanas (NOM's)

- NOM-002-STPS-2000. Condiciones de seguridad. Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo.

- NOM-004-STPS-1999. Sistemas de protección y dispositivos de seguridad de la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo.
- NOM-005-STPS-1998, Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas.
- NOM-017-STPS-2008. Equipo de protección personal. Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.
- NOM-025-STPS–2008. Condiciones de iluminación en los centros de trabajo.
- NOM-026-STPS-2008. Colores y señales de seguridad e higiene e identificación de riesgos por fluidos conducidos por tuberías.
- NOM-103-STPS-1994. Seguridad. Extintores contra incendio a base de agua con presión contenida.
- NOM-104-STPS-2001. Agentes extintores. Polvo químico seco tipo ABC, a base de fosfato mono amónico.
- NOM-106-STPS-1994. Seguridad. Agentes extintores. Polvo químico seco tipo BC a base de bicarbonato de sodio.

C.1.5. Normas ISO (International Organization Standardization)

- ISO668-1995 Tipo 1 de clasificación de contenedores, medidas y calidad.
- ISO11119-1:2012 Cilindros de gas de construcción compuesta, especificaciones y métodos de prueba. Parte 1 Cilindros compuesto de cuerpo envuelto.

C.2. Criterios de diseño

C.2.1. Datos meteorológicos y riesgos hidrometeorológicos

- **Temperatura ambiente**
  - Temperatura máxima: 23.9 ºC
  - Temperatura media: 16.0 ºC
  - Temperatura mínima: 8.0 ºC
- **Precipitación**
  - Media anual: 401.1 mm

- Máxima mensual: 203.9 mm
- Máxima diaria: 103.2 mm

- **Humedad relativa**
  - Media anual: 55.0%
- **Presión barométrica:**
  - Media anual: 1,009 hPa
- **Altitud**
  - 2,030 msnm
- **Dirección y velocidad de los vientos**
  - Velocidad promedio 7.19 m/s y Dirección de los vientos predominantes Noroeste

C.2.2. Datos por riesgos hidrometeorológicos y geológicos

- Heladas: Bajo
- Ciclones: Muy Bajo
- Granizo: Medio
- Inundaciones: Alto
- Sequia: Alto
- Derrumbes, deslizamientos, flujos y movimientos: Muy bajo
- Región Sísmica: Zona B Moderada
- Intensidad sísmica: V escala de Mercalli

D.- Planos del proyecto

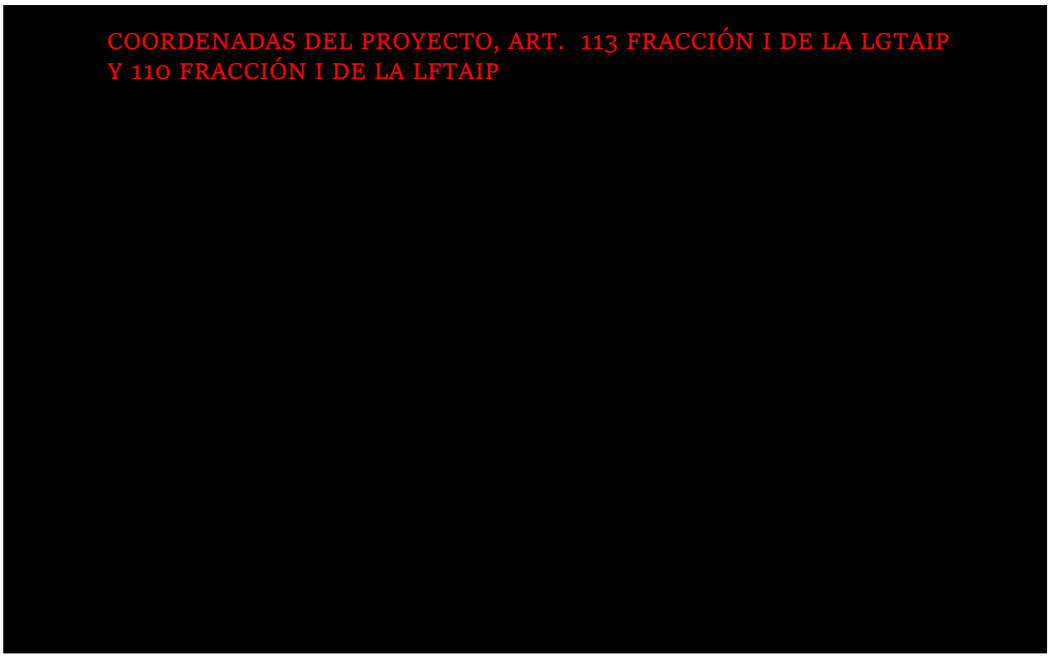
- Detalles civiles y bases (TDD AGRIZAR-DCE-01-25072022-A).
- Evaluación de radios de giro (TDD AGRIZAR-ERG-01-25072022-A).
- KMZ-Coordenadas layout (TDD AGRIZAR-KMZ-01-25072022-A)
- Layout (TDD AGRIZAR-LAY-01-25072022-A).
- Sistema de señalética y seguridad (TDD AGRIZAR-SISS-01-25072022-A).

- Instalación eléctrica- alumbrado perimetral (TDD AGRIZAR-IEAP-01-25072022-A).
- Instalación eléctrica- clasificación de áreas (TDD AGRIZAR-IECA-01-25072022-A).
- Instalación eléctrica-diagrama unifilar (TDD AGRIZAR-IEDU-01-25072022-A).
- Instalación eléctrica-fuerza y control (TDD AGRIZAR-IEFC-01-25072022-A).
- Instalación eléctrica-sistema de pararrayos (TDD AGRIZAR-IESP-01-25072022-A).
- Instalación eléctrica sistema de tierras (TDD AGRIZAR-IEST-01-25072022-A).
- Instalación mecánica arreglo de tuberías (baja presión) (TDD-AGRIZAR-IMAT-01-25072022-A).
- Diagrama de Flujo e Instrumentación (TDD-AGRIZAR-IMDTI-01-25072022-A).
- Isométrico alta presión (TDD-AGRIZAR-ISO-01-25072022-A).
- Isométrico Baja presión (TDD-AGRIZAR-ISO-02-25072022-A).

E. USO DE SUELO

El tipo de suelo es Agrícola-Pecuaria con un grupo de vegetación considerado Agricultura de temporal anual sin presencia de vegetación secundaria; no requiere el cambio de uso de suelo.

Figura. 3. Tipo de uso de suelo del área del proyecto



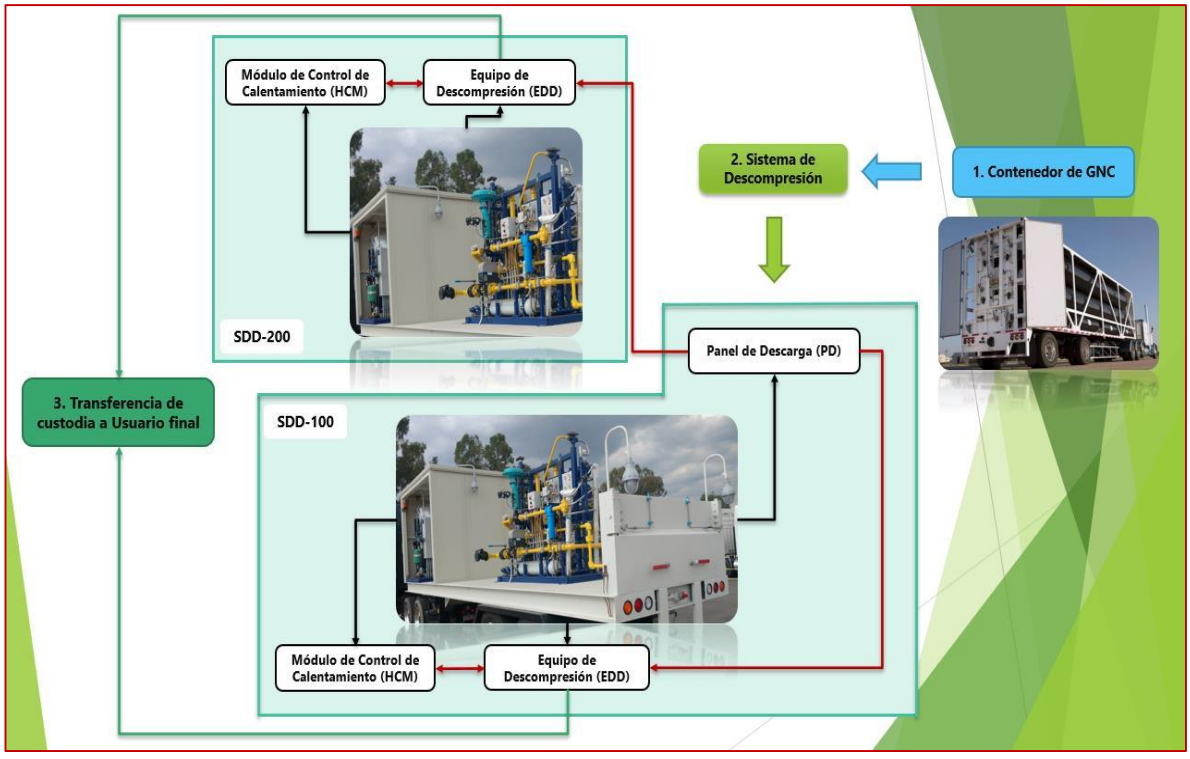
F. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

El proceso del proyecto inicia con el vaciado de los contenedores, el cual se realiza a través de las posiciones de descarga integradas en la plataforma móvil. El gas es enviado a alta presión (aproximadamente 253 kg/cm^2 / 3600 Psi), con un flujo máximo de 2,000 Sm^3/hr a la sección de despresurización. En el Módulo de Reducción de Presión (PRM) a través de válvulas reguladoras, se reduce la presión del gas, permitiendo a la vez que el flujo no sea afectado. Debido a la diferencia de presión que es muy significativa entre la succión y la descarga, el gas puede alcanzar una temperatura de congelamiento en la descarga de cada etapa de descompresión.

Para que esto no suceda, es necesario el Módulo de Control de Calentamiento (HCM), este equipo por medio de transferencia de calor a través de un flujo de agua caliente evita que el gas en su proceso de expansión se congele y obstaculice los equipos y tuberías.

Con la temperatura del gas ya controlada, el flujo y presión constante; y pasando por un medidor de flujo, el gas es finalmente enviado al área de proceso para su utilización del GN en sus equipos de calderas de la planta **Invernaderos** de la empresa **AGRIZAR.** A continuación, se presenta el diagrama esquemático del proyecto.

Figura. 4. Diagrama esquemático del proyecto



F.1.- Contenedores en semirremolques de GNC

Se utilizarán contendores tipo Hexagon Lincoln TITAN™ montados en semirremolques de longitud de 12.19 metros * 2.43 metros * 2.43 metros para almacenar y transportar el GNC, sus características de típicas de trabajo se indican a continuación.

Descripción del Cilindro

El tipo de construcción de diseño es un recipiente de fibra carbón epoxi a presión totalmente envuelto y reforzado con un polietileno de alta densidad (HDPE) como revestimiento. El revestimiento de plástico es una barrera no estructural para la contención de gas comprimido a alta presión.

El material compuesto es el elemento estructural principal del diseño, el apoyo a la presión interna y las cargas de montaje, y proporcionar la resistencia general y la durabilidad del recipiente.

Los cabezales niquelados a los extremos del cilindro proporcionan la interfaz para conectar el recipiente al sistema de gas y son los medios por el cual se monta el recipiente.

Figura. 5. Estructura de los cilindros

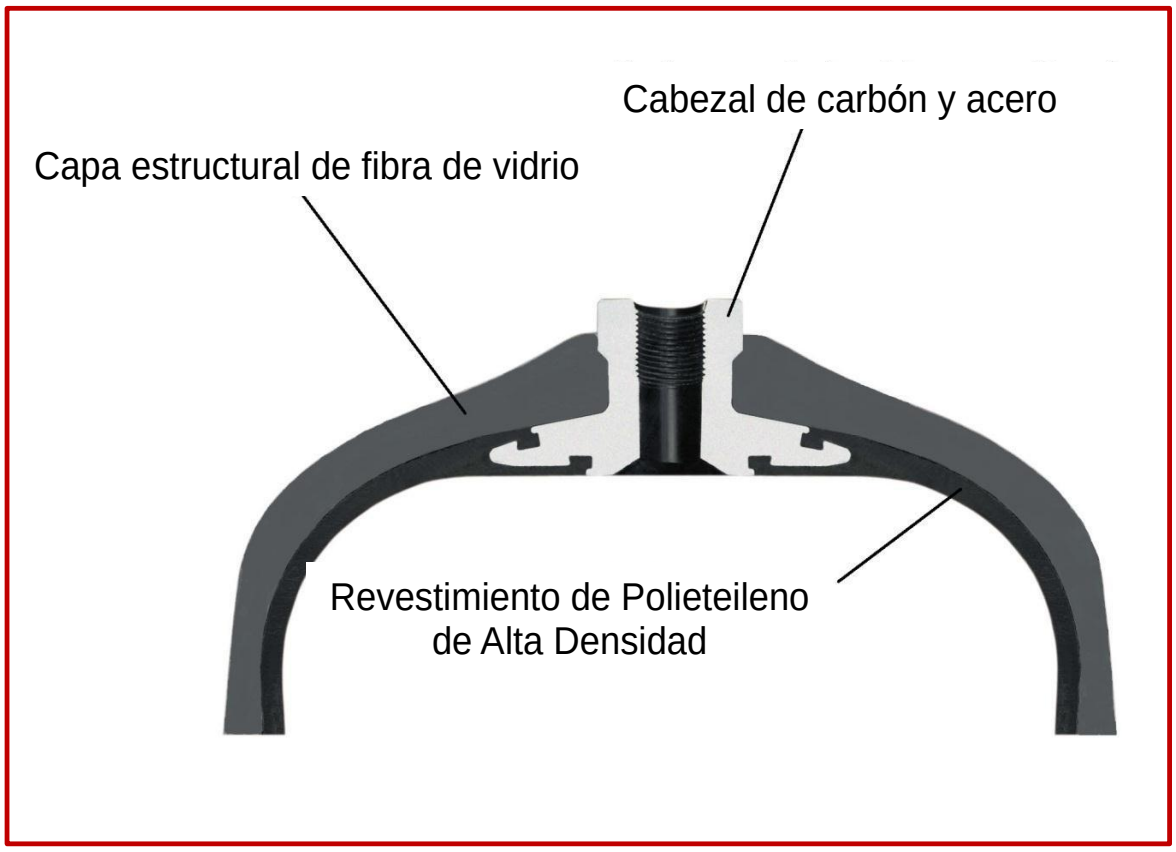


Tabla 4. Condiciones típicas de trabajo y propiedades

Volumen total	Volumen de agua de cilindro	Presión de servicio	Peso del cilindro vacío	Cilidro + Gas[1]	Peso tara módulo	Peso bruto módulo
34,048 litros (2,077,736 pie^3)	8,512 litros 519,434 pie^3)	250 barg (3,626 psig) a 15ªC (59 ºF)	2,312 kg (5,097 lbs)	4,168 kg (9,188 lbs)	15,631 kg (34,460 lbs)	23,053 kg(50,823 lbs)[2]

Rango de Presión

Este sistema está diseñado para una presión de servicio de 250 bar (3626 psig) establecido a 15 ° C (59 ° F). La presión de llenado máximo es de 325 bar (4714 psig), con una temperatura máxima de gas llenado a 82,2 ° C (180 ° F). Dado que la presión depende de la temperatura del gas, se debe hacer teniendo en cuenta toda la gama de temperaturas del sistema que estarán sujetos durante el llenado.

Rango de Temperatura

El sistema está diseñado para operar dentro de un rango de temperatura de -40 ° C a 82,2 ° C (-40 ° F a 180 ° F). El rango de temperatura de gas para un llenado compensado completo es de -40 ° C a 65 ° C (-40 ° F a 149 ° F).

Gases Aprobados

Los cilindros están diseñados para el almacenamiento y transporte de gases autorizados que reúnan las especificaciones para gas seco y húmedo como está indicado.

Para Gas Natural:

Gas Seco

El vapor de agua se deberá limitar a menos de 32 mg/m^3, y una presión a punto de rocío de -9 ° C (15.8 ° F) a 207 barg (3002 psig)

Límites máximos de los constituyentes serán las siguientes:

- Sulfuro de Hidrógeno 23 mg/m^3
- Oxígeno 1.0 % en volumen

Gas Húmedo

[1] Asumiendo 0.72 Peso Específico, temperatura y presión estable
2 Modulo deberá ser equipado con secciones de techo de aluminio

Gas natural con contenido de agua superior a la del gas seco.

Límites máximos de los constituyentes serán las siguientes:

- Sulfuro de Hidrógeno 23 mg/m^3
- Oxígeno 1.0% en volumen
- Dióxido de carbono 4.0% en volumen
- Hidrógeno 0.1% en volumen

Permeación de gas se considerará si el recipiente operado o almacenado en un espacio cerrado durante un período prolongado de tiempo. La tasa permitida de permeación de gas natural es de 0,25 centímetros cúbicos estándar por hora (SCCH) por litro de capacidad de agua a presión de trabajo (0.201 smc por día o 7.1 SPC por día para el módulo).

Figura. 6. Componentes básicos del contenedor

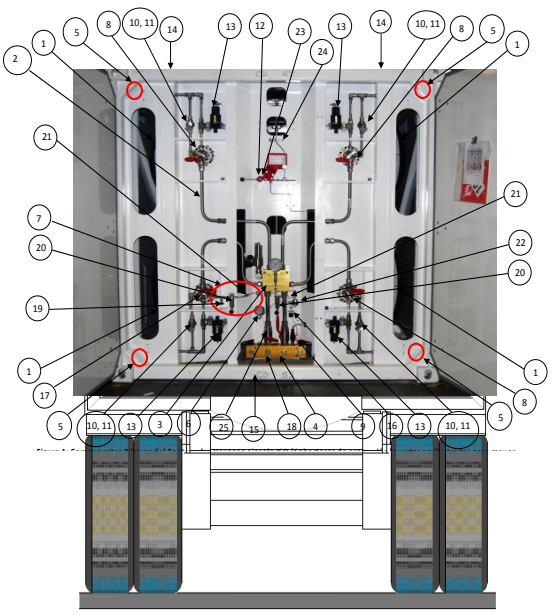


Tabla 1: Componentes Básicos del Contenedor Hexagon Lincoln ISO

Item No.	Description	Item No.	Description
1	Cilindros de Gas Hexagon Lincoln (4 en total)	14	Líneas de Ventilación (4) (no todas mostradas)
2	Plomería del Cilindro	15	Estructura del Contenedor
3	Colector de Distribución con manometro	16	Perno tierra
4	Colector de Llenado/vaciado	17	Termómetro
5	Línea Sensible a Temperatura (4 en total) (no visible)	18	Desconectadores Rápidos
6	Manómetro del Sistema Contra Incendios	19	Alimentador Constante Válvula de Cierre
7	Alimentador Constante del Sistema Contra Incendios(ovalo rojo)	20	Filtro del Alimentador Constante (2 en total)
8	Válvula del Cilindro (4 en total)	21	Válvula de retención (2 en total)
9	Desahogo / Válvula de Púrga	22	Regulador
10	Soporte del Disco de Ruptura (4 en total)	23	White Flipper Arm – Fire protection startup
11	Disco de Ruptura (4 en total)	24	Etiqueta del Número de Serie del Contenedor
12	Relé del Sistema Contra Incendios	25	Colector de Válvulas (2 en total)
13	Válvulas Neumáticas del Sistema Contra Incendios (total 4)		

La estación de llenado / descarga deberá cumplir los siguientes requisitos para el llenado y descarga de gas natural: protección contra incendios, requisitos de clasificación eléctricos, los requisitos de conexión a tierra, dispositivos de apagado seguro, protección de sobrepresión, sistema de desfogue, control de temperatura del gas, prevención de contraflujo, y odorantes para GNC.

F.2.- Equipo integrado de descompresión de GNC

En específico la Estación de Descompresión, Regulación y Medición de Gas Natural Comprimido (**EDRMGNC**), se integra con los siguientes sistemas:

- Sistema de descarga
- Sistemas de Tuberías de Gas Natural en Alta Presión.
- Sistema de Reducción de Presión de GNC.
- Sistemas de Tuberías de Gas Natural en Baja Presión.
- Sistema de enfriamiento
- Sistema de Distribución Eléctrica (Fuerza y Control)
- Sistema de Tierras.
- Sistema de Pararrayos.
- Sistema de Seguridad y Señalética.

F.2.1.- Sistema de tuberías de Gas Natural en Alta Presión y en Baja Presión

Alta presión.

La tubería por instalar en la descarga de los postes de descarga hacia el EDD será de acero al carbón, cédula XXS, API 5L, Grado B, la cual es fabricada bajo las Normas Oficiales Mexicanas **NOM-B-10-1986 y NOM-B-177-1990**, sin costura laminada en caliente, superficie barnizada, con extremos biselados. En la descarga de cada poste se instalará un par de bridas en 1 1/2" de diámetro seguido de una válvula manual; en el diseño de la instalación se considera la interconexión de las tuberías de descarga de cada poste a través de una T (te) de 1 1/2" de diámetro. En la descarga del poste PD-20 se instalará una T (te) con válvula que será utilizada para la prueba de hermeticidad correspondiente. En la tubería de acometida al EDD se instalará una válvula break away y una tuerca unión. Por medio de la válvula break away se pretende evitar que ante un evento donde los postes de descarga fueran desprendidos de su base, este elemento selle el flujo del GNC en la tubería que va hacia el EDD.

Baja presión.

En el diseño de la instalación el volumen de gas consumido o suministrado por el Equipo de Descompresión de Gas Natural se deberá medir a través de un medidor tipo turbina que estará ubicado en la descarga del EDD, éste registrará el volumen total consumido y a facturar de acuerdo

con la calidad del gas entregados por la empresa transportista; que es el poder calorífico promedio del mes, el cual es entregado en la cromatografía, además de que se contará con un electro corrector que corregirá este volumen de gas por presión y temperatura en línea permanente.

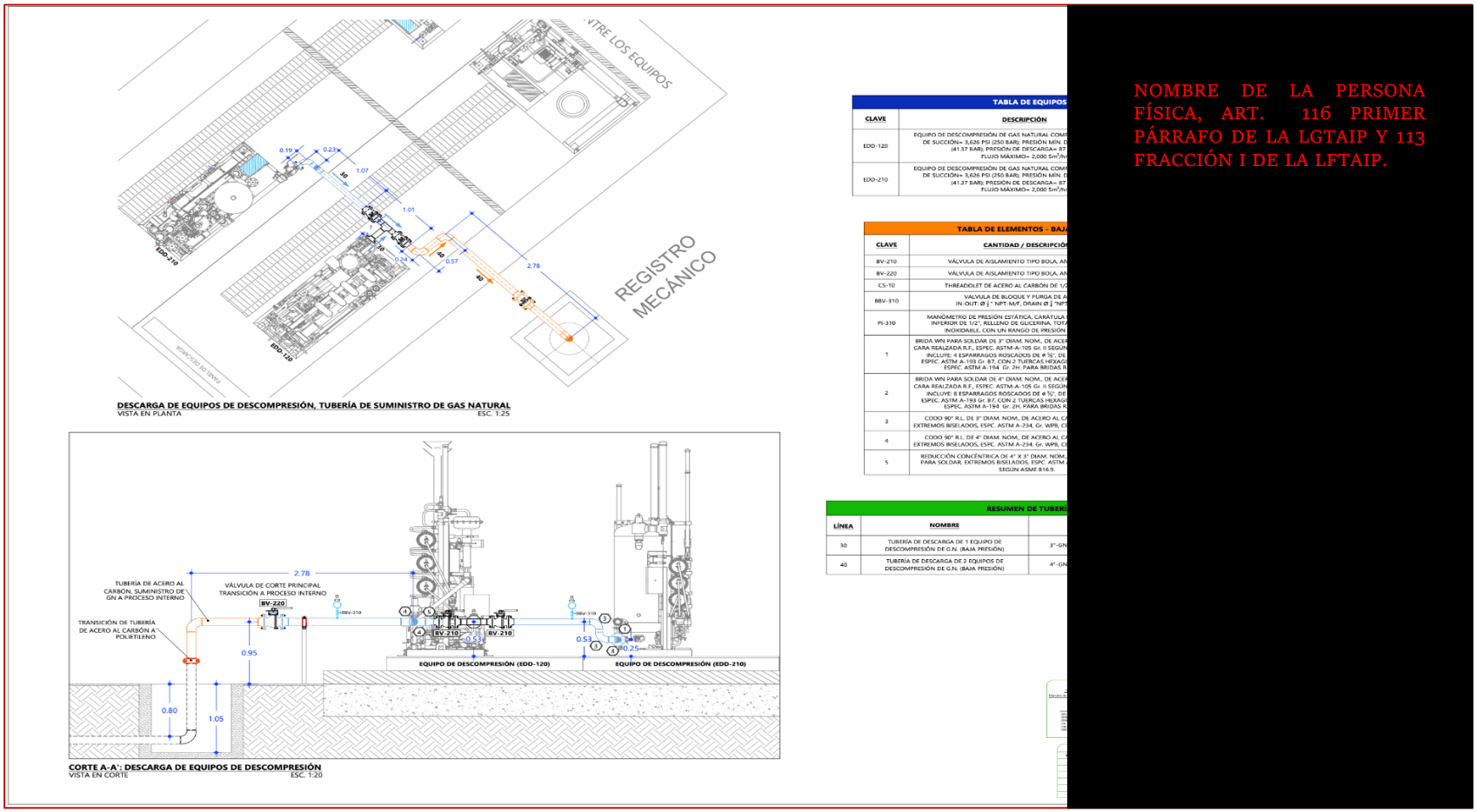
Las tuberías aparentes por instalar en el proyecto serán de acero al carbón, cédula 40, API 5L GRADO B, la cual es fabricada bajo las Normas Oficiales Mexicanas **NOM-B-10-1986 y NOM-B-177-1990**, sin costura laminada en caliente, superficie barnizada, con extremos biselados.

En la descarga del EDD se instalará una reducción de 3” x 4” de diámetro y el tren de medición en 4”, seguido del tren de medición se instalará una válvula manual que será de corte principal de la TDD y donde iniciará la transferencia de custodia con el usuario final. Antes del medidor de flujo se instalará un manómetro de presión.

Tabla 5. Características de tuberías de gas natural a alta y baja presión

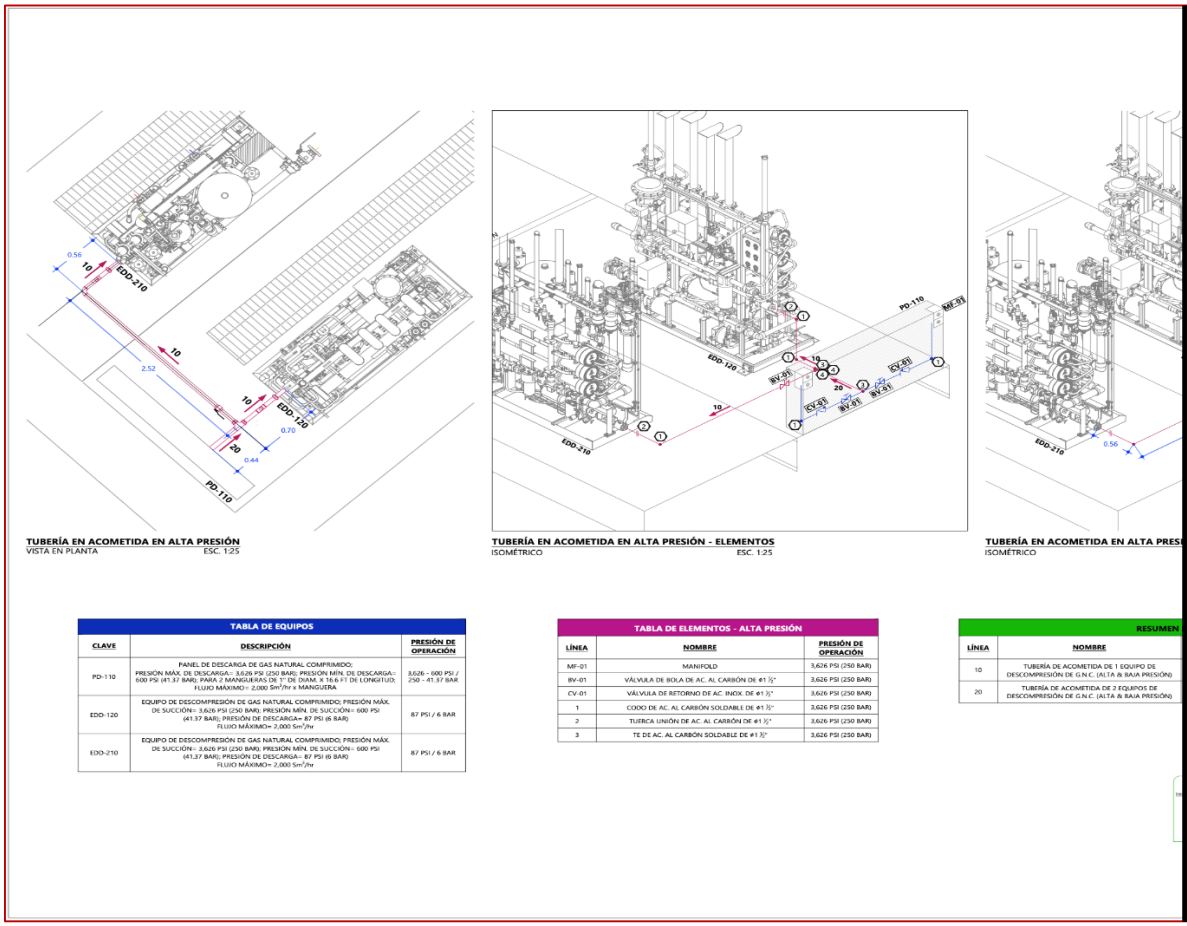
No	Servicio	Etiqueta	Cédula	Longitud (m)	Flujo máximo (Sm^3/h)	Presión máxima de trabajo		Velocidad de flujo (m^3/s)	Diámetro nominal	
						Psi	kg/cm^2		Pulgada	mm
1	TUBERÍA DE ACOMETIDA DE 1 EQUIPO DE DESCOMPRESIÓN DE G.N. (ALTA & BAJA PRESIÓN)	1.5"-GNC-3626/600#-AC1-XXS-1,050 Sm^3/hr	XXS	7.0	1,050	3,627	255.00	11.83	1.50	38
2	TUBERÍA DE ACOMETIDA DE 2 EQUIPO DE DESCOMPRESIÓN DE G.N. (ALTA & BAJA PRESIÓN)	1.5"-GNC-3626/600#-AC2-XXS-2,100 Sm^3/hr	XXS	1.0	2,100	3,627	255.00	23.65	1.50	38
3	TUBERÍA DE DESCARGA DE 1 EQUIPO DE DESCOMPRESIÓN DE G.N. (BAJA PRESIÓN)	3"-GN-87#-AC3-CED40-1,050 Sm^3/hr	40	4.0	1,050	91	6.43	11.03	3.00	76
4	TUBERÍA DE DESCARGA DE 2 EQUIPO DE DESCOMPRESIÓN DE G.N. (BAJA PRESIÓN)	3"-GN-87#-AC3-CED40-2,100 Sm^3/hr	40	4.0	2,100	91	6.43	12.81	4.00	102

Figura. 7. Arreglo de tuberías alta presión (TDD-AGRIZAR-IMAT-01-25072022-A)



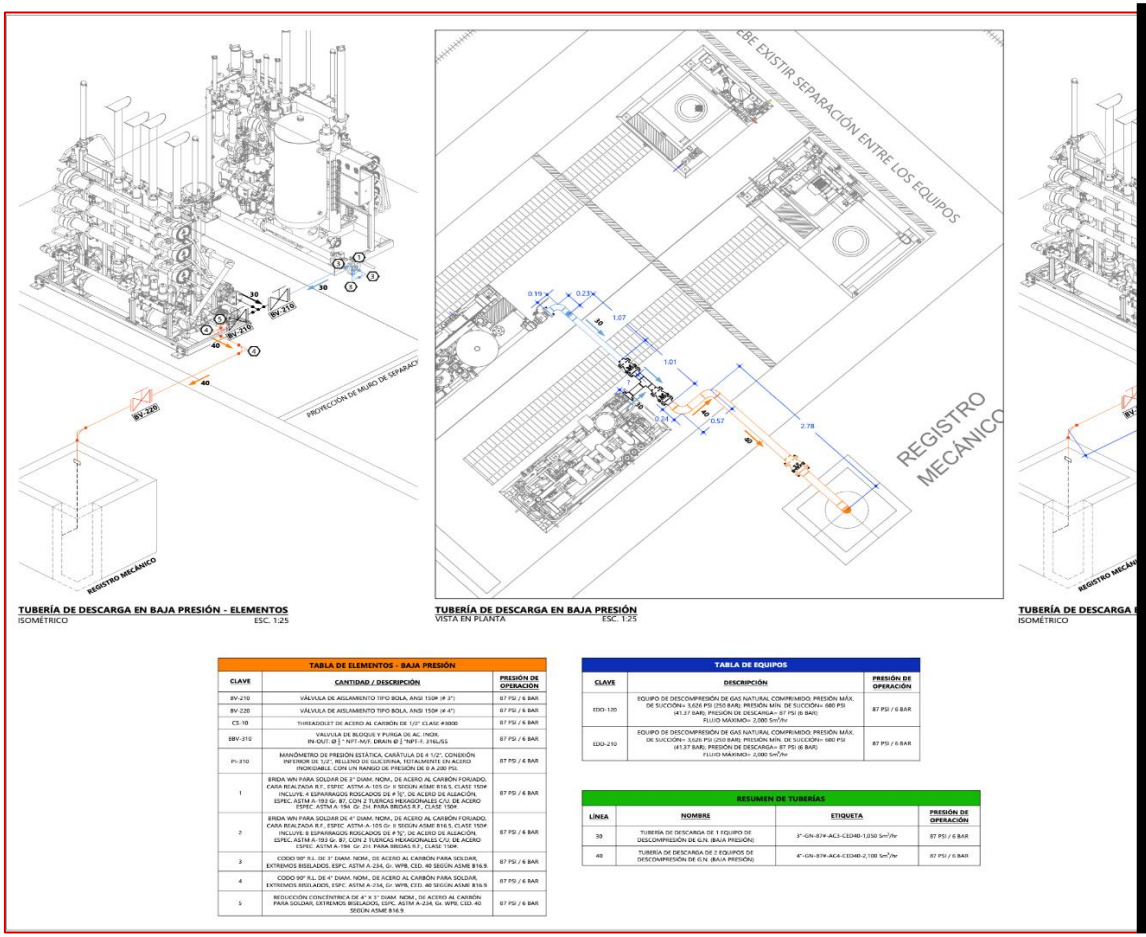
NOMBRE DE LA PERSONA FÍSICA, ART. 116 PRIMER PÁRRAFO DE LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura. 8. Isométrico alta presión (TDD-AGRIZAR-ISO-01-25072022-A)



NOMBRE DE LA PERSONA FÍSICA, ART. 116 PRIMER PÁRRAFO DE LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura. 9. Isométrico baja presión (TDD-AGRIZAR-ISO-02-25072022-A)



NOMBRE DE LA PERSONA FÍSICA, ART. 116 PRIMER PÁRRAFO DE LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

F.2.2.- Sistema de Reducción de Presión de GNC.

El sistema de reducción de presión (**PRS**) se encuentra compuesto de dos grandes elementos: módulo reductor de presión (**PRM**) y el módulo de control de calefacción (**HCM**). El **PRM** cuenta con un filtro de entrada, un intercambiador de calor (gas-agua), dispositivos de regulación, tubería y control eléctrico. La medición se puede proporcionar como una opción. El **HCM** consiste en una caldera (combustible: gas natural), un dispositivo de regulación de gas, un medidor de flujo de agua, un separador de aire, un colador y una bomba.

El gas del contenedor fluye hacia el **PRM** donde es filtrado, calentado (A través del intercambiador de calor de agua del **HCM**), regulado, medido y suministrado. El **HCM** distribuye y calienta el agua, utilizando para la transferencia de calor el gas del **PRM**. El gas a baja presión en la salida es entonces preparado y puede ser utilizado en calderas, contenedores, motores u otros dispositivos.

Los controles eléctricos para cada uno de los componentes principales estarán instalados en sus soportes o en cajas con las características adecuadas de acuerdo a la clasificación de la zona. Los controles eléctricos incluyen un dispositivo de parada de emergencia (**ESD** – Emergency shut-down).

El **PRM** se encuentra clasificado como sitio de clase 1, división 2 (Zona 2), grupo D. El **HCM** tiene un soporte (skid) que requiere de protección contra las condiciones ambientales adversas y un soporte de concreto. La caldera será instalada de modo que el sistema quemador de gas se encuentre protegido de agua, goteras, etc. durante su operación y servicio.

El **HCM** está clasificado como un sitio de riesgo bajo y será ubicado a 14 pies (4.5 m) o más del **PRM**. Todas las calderas con una entrada de 300.000 Btu/h o menor contarán con un dámper automático.

El gas suministrado a la caldera es tomado desde la línea principal después del intercambiador de calor. Debe ser regulado a 80 psig a través de un regulador de presión o puede ser tomado del punto después de la medición del gas en la salida.

Todas las líneas, tuberías, filtros, intercambiadores de calor y reguladores se encuentran protegidos por dispositivos de alivio de presión (válvula de alivio/seguridad) o reguladores (monitoreo tipo dual). Todas las válvulas de alivio tienen salida a la atmósfera a través de una línea/cabecera de descarga de venteo común, la cual sirve como manifold para el gas proveniente de las válvulas de alivio/seguridad y las válvulas manuales de drenaje.

F.2.2.1.- Módulo Reductor de Presión o PRM

El módulo de Reducción de Presión IMW (PRM) reduce de forma segura la presión del gas mediante la adición de la cantidad apropiada de calor para contrarrestar la reducción de la temperatura debido a la despresurización.

La línea de entrada a la PRM está conectado a un almacenamiento fijo o móvil, o a una tubería. El gas que fluye hacia el PRM pasa a través de un mecanismo de seguridad, normalmente cerrada la válvula de entrada.

La válvula aísla el PRM del suministro de gas cuando el PRM se apaga, o si se inicia una secuencia de apagado de emergencia. Las partículas pequeñas se eliminan del gas de suministro por un filtro de entrada, situada antes del intercambiador de calor.

El gas fluye a través de un intercambiador de calor de carcasa y tubo. Los tubos de gas se mantienen calentadas por una corriente de fluido caliente (agua / glicol) que se bombea a través de la cáscara por el HCM, ya que el gas entra en la primera etapa de regulación de presión (despresurización). Otras etapas de regulación se pueden emplear para alcanzar la presión de salida final.

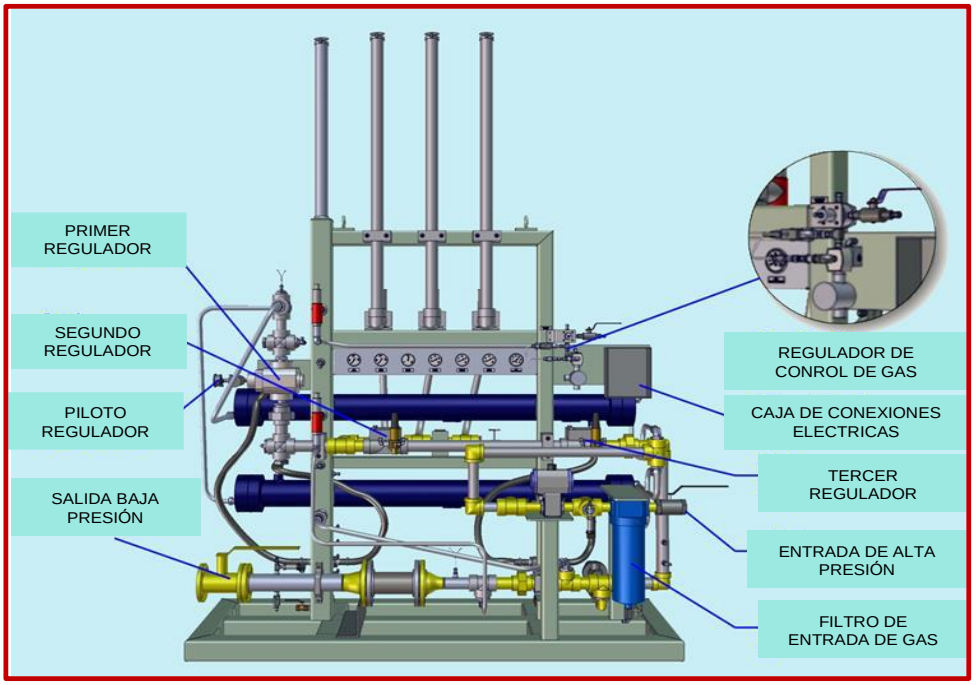
Los manómetros se proporcionan en todo el sistema para presiones de gas sistema de monitoreo, y para el establecimiento de los reguladores.

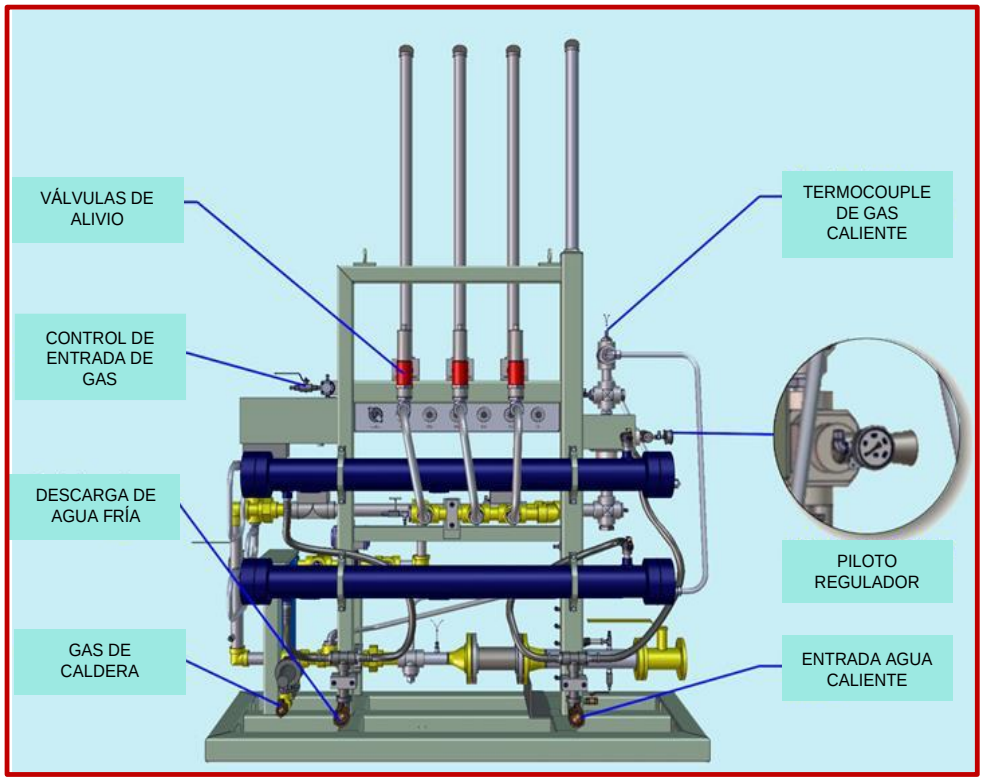
El suministro de gas de la caldera se toma de la línea principal después del intercambiador de calor. Puede ser regulado a 1,4 barg (20 psig) a través de un regulador independiente, o puede ser tomada de un punto de la estación de regulación final aguas abajo, antes del medidor.

Todas las tuberías de presión que incluye filtros, intercambiador de calor, reguladores, etc., están protegidos de un exceso de presión mediante válvulas de seguridad, o principales reguladores duales / tipo de monitor con Slam-cierra. Todas las válvulas de alivio se ventilan a la atmósfera a través de una tubería de descarga común a lugar seguro. El tubo de descarga sirve como un colector para ventilar gas procedente de descarga de la válvula de alivio, así como para válvulas de drenaje manuales.

Todas las tuberías y los tubos están bien fabricados y se unieron mediante conexiones roscadas y soldadas, o el uso de accesorios de compresión de tubo. Están diseñados, fabricados y probados de acuerdo con los requisitos del código.

Figura. 10. Componentes del Módulo Reductor de Presión PRM





Identificación Reguladores

En las múltiples etapas de regulación, específicamente en la primera etapa, se emplean reguladores, para disminuir la presión a un nivel apropiado cuando se presenta un escenario de alta presión. Estos reguladores pueden ser operados por piloto, en paralelo o de forma individual.

Figura. 11. Identificación de reguladores

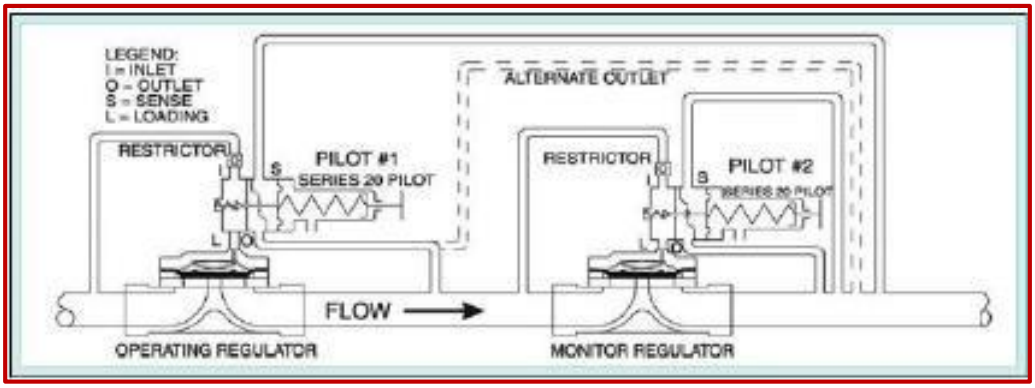


En su caso, la segunda (y tercera) etapa emplean reguladores pilotados, que disminuyen la presión para obtener la presión de descarga deseada. Estos reguladores operados por piloto, están instalados en una configuración "en espera del monitor", o una configuración de "Monitor de Trabajo".

Monitor de espera

En una instalación "monitor en modo" (ver más abajo), el regulador es accionado por piloto aguas abajo y se fija en una presión más alta, ya que sólo funciona en el caso de un fallo del regulador accionada por piloto aguas arriba. La puesta a punto de la espera monitor debe ser ligeramente mayor que el regulador de funcionamiento (es decir, 5%).

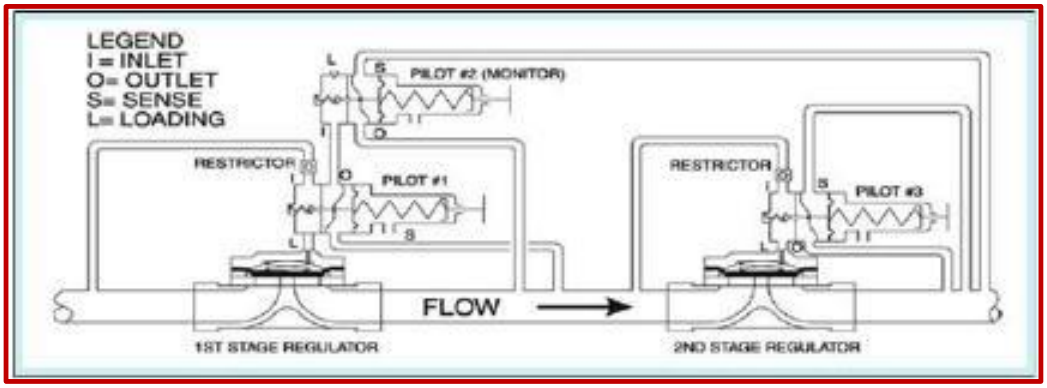
Figura. 12. Monitor de espera



Monitor de Trabajo

En la instalación de un "Monitor de Trabajo" (ver más abajo), ambos reguladores pilotados están trabajando para reducir la presión en una secuencia de dos etapas. La primera etapa del regulador (aguas arriba) se ajustará significativamente más alta que la segunda etapa del regulador (aguas abajo) del regulador.

Figura. 13. Monitor de trabajo

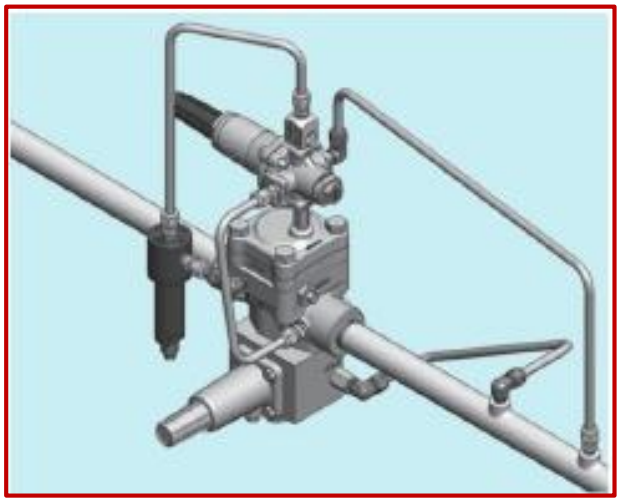


Regulador de Operación Piloto ajuste set-point

Reguladores pilotados se instalan en serie, ya sea en un trabajo o configuración del modo de espera. Por "monitor en modo" cuenta la presión diferencial para asegurar que la línea controlada se ha instalado correctamente. Reguladores pilotados se fijan girando el mando hexagonal en la parte superior del piloto en la tapa. Si la unidad tiene una válvula de cierre de golpe sobre-presión, primero configurarlo mediante el ajuste de la perilla en la parte frontal de la válvula de cierre slam, seguimiento del indicador instalado en la línea de seguimiento de la presión de ajuste como se indica en el P & ID

Para la configuración de "monitor en modo ahorro", ajuste primero el regulador del monitor (aguas abajo y mayor presión de ajuste) ajustando la perilla en el piloto con el medidor instalado en el seguimiento línea a la presión de ajuste aparece en el P & ID. A continuación, ajuste el regulador de explotación (upstream y presión de ajuste más bajo) en la misma manera que la primera a la presión que aparece en el conjunto de P & ID. Para la configuración de "Monitor de trabajo", establezca la primera etapa del regulador primero (presión de aguas arriba y superior) mediante el ajuste del botón negro en el piloto con el medidor instalado entre los reguladores de la presión de ajuste aparece en el P & ID. A continuación, establezca la segunda etapa del regulador (aguas abajo y la presión de ajuste menor) de la misma manera con el medidor Instalado después de que el regulador de corriente abajo de la presión de ajuste aparece en el P & ID.

Figura. 14. Regulador de operación



F.2.2.2.- Módulo de Control de Calentamiento o HCM

La línea de gas de entrada a la HCM proviene del PRM. El gas que fluye hacia el HCM puede pasar a través de las válvulas de admisión, que se utilizan para aislar el HCM. Un regulador y un medidor de presión están instalados en la entrada de la caldera para asegurar la presión de alimentación correcta.

Una línea de purga de gas se instala después del regulador. El agua fluye a través de HCM la entrada más allá de un interruptor de flujo bajo. En este punto, una válvula de retención y el regulador proporcionan una entrada para agua adicional al sistema.

El agua fluye hacia el tanque separador de aire, que incluye un orificio de ventilación en la parte superior, la eliminación de cualquier aire atrapado del sistema. Desde el depósito del agua pasa a través de un colador para eliminar los residuos, antes de llegar a la bomba.

El agua se bombea en la caldera. Un caudalímetro instalado en el lado de descarga de agua supervisa el flujo. Después del calentamiento, el agua se puede volver a circular (bucle) a través de la válvula de 3 vías, o dirigido a la PRM.

El agua fluye a través de tuberías y accesorios galvanizados, o la manguera de tipo marino. Todos los accesorios de tubería y mangueras son roscados. Tubos para conducciones de gas usan accesorios de compresión. Están diseñados, fabricados y probados de acuerdo con los requisitos del código.

Figura. 15. Componentes del módulo de control de calefacción

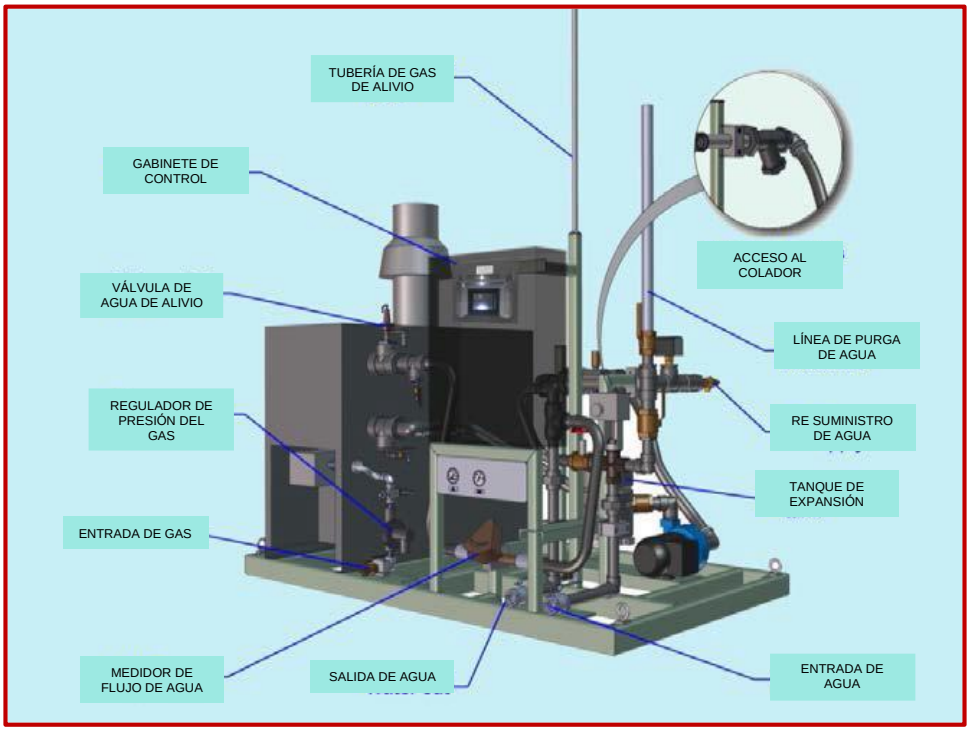


Figura. 16. Plano de Equipo de descompresión

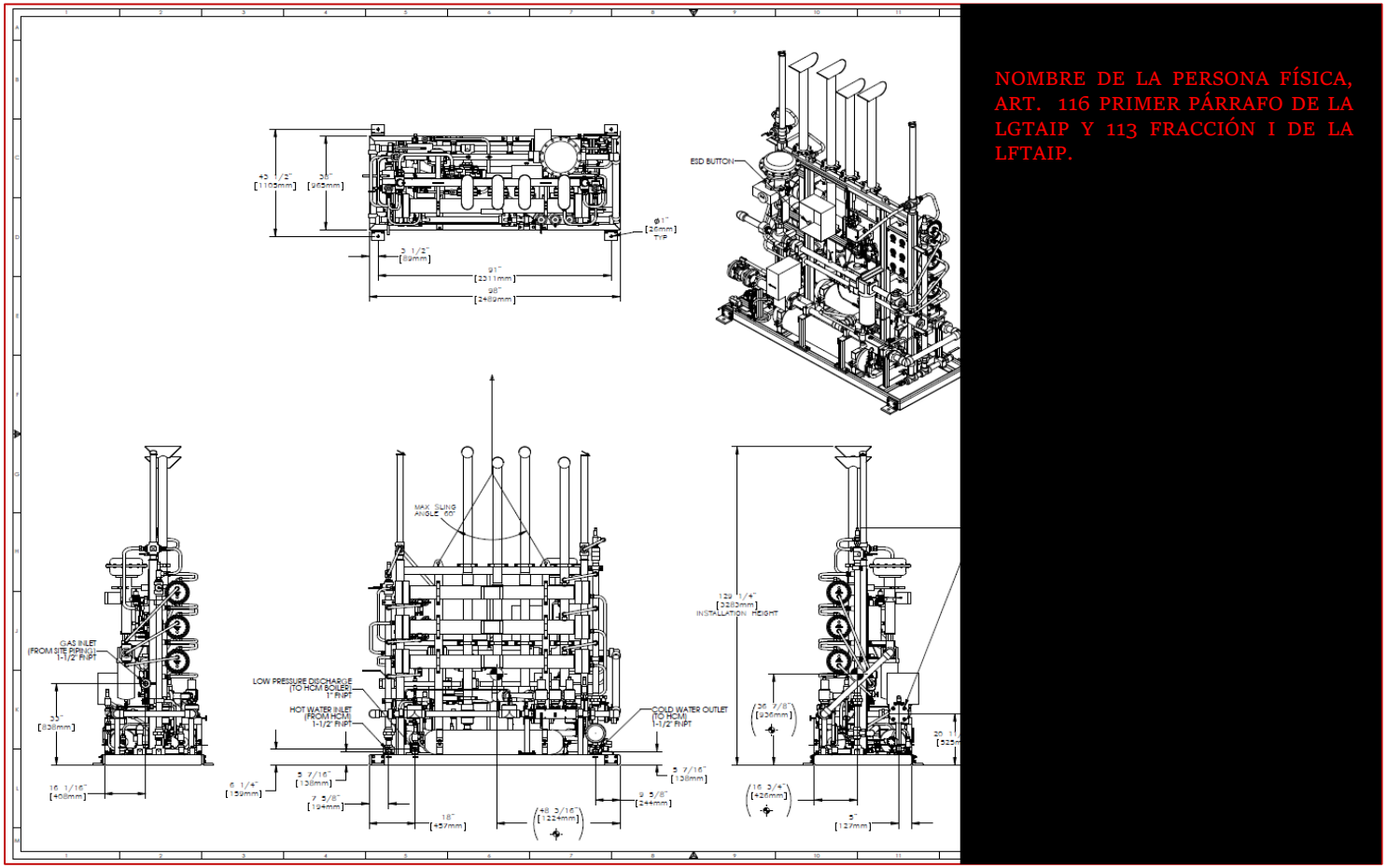


Figura. 17. Plano de Módulo de control de calentamiento

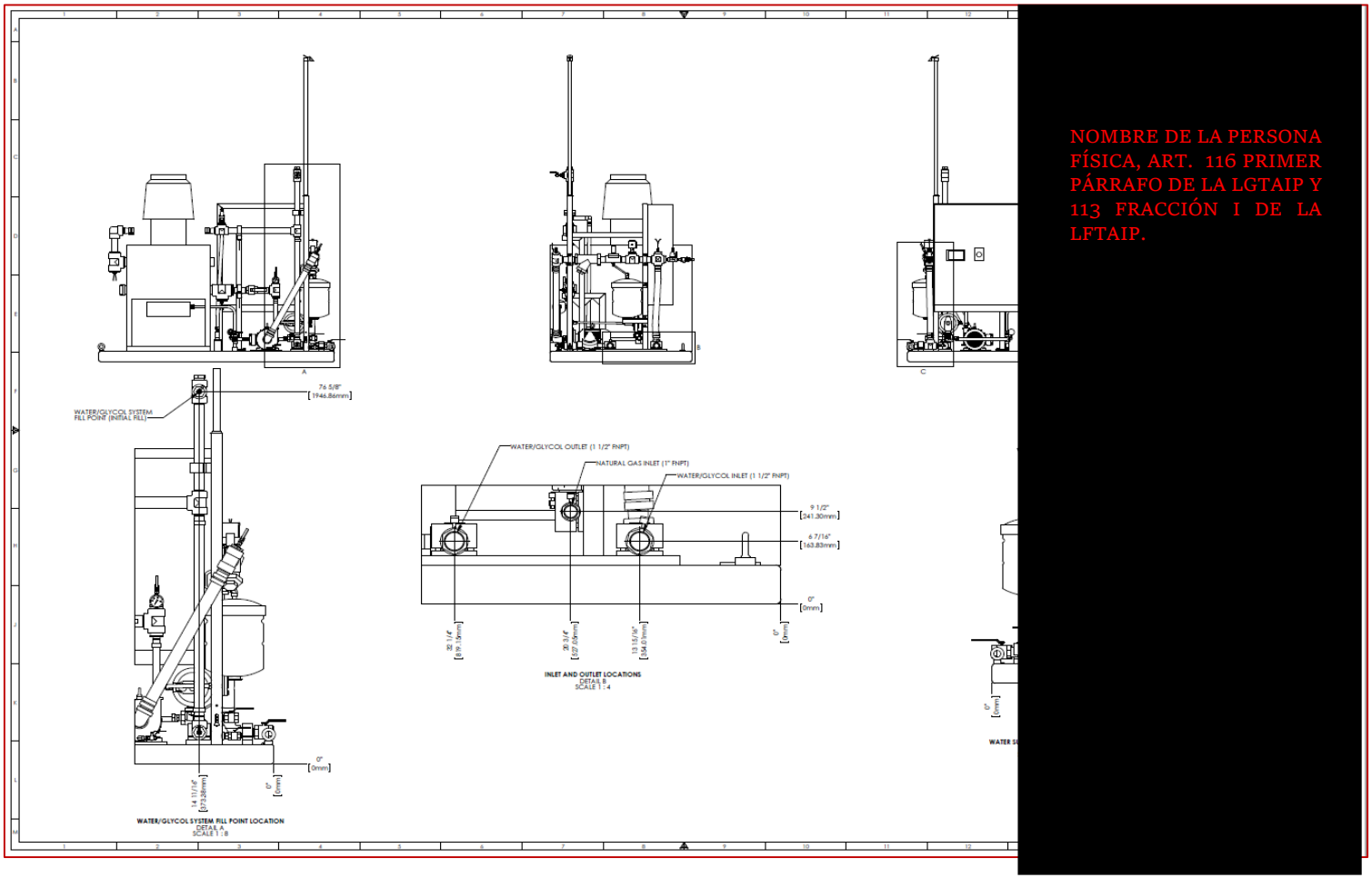


Figura. 18. Equipo integrado de descompresión Layout (TDD AGRIZAR-LAY-01-25072022-A)

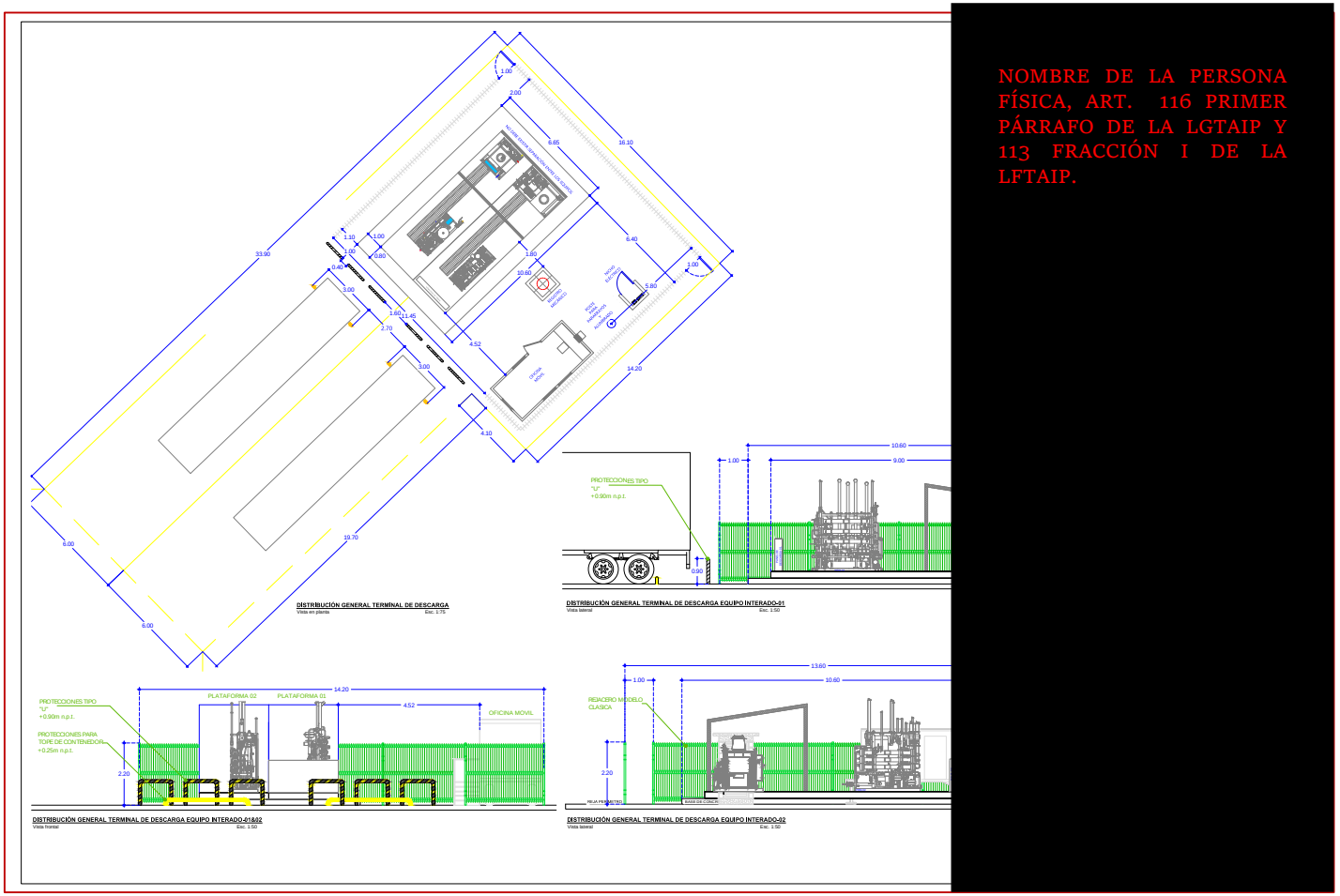


Tabla 6. Características de equipos y elementos principales

Descripción	TAG	Año de fabricación	Código de Diseño	Materiales de construcción	Tiempo de vida Útil	Sustancia manejada	Estado físico de la sustancia	Prueba de presión hidrostática	Flujo Máximo	Presión de operación (kg/cm^2)	Temperatura de operación (°C)	Sistemas de control de seguridad y medios de contención	Ubicación
Módulos de Cilindros de GNC.	MGNC-01	2022	ISO11119-1:2012	30CrMo + fibra de carbono	30 años	GNC	Gas	382.39 kg/cm^2 (375 Bar)	5,500 m^3 por módulo	254.92 kg/cm^2 (250 Bar)	28	Válvula de alivio de presión. Válvula de cilindro tipo mariposa. Manómetro. Termómetro bimetálico. Conector de carga y descarga.	Área de descarga de contenedores [redacted] [redacted] COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP
Equipo Integrado de descompresión	EID-100												
Válvula Check	PD-110	2022	ANSI B 31.65	AC 3"	25 AÑOS	GNC	Gas	382.39 kg/cm^2 (375 Bar)	2000 m^3/hr	254.92 kg/cm^2 (250 Bar)	10-30	NA	Área de descompresión de GNC [redacted] [redacted] COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP
Módulos de Reductor de presión (PRM)	PRM-120	2022	CSA estándar Z662-99	Acero al Carbón	25 años	GN	Gas	375 kg/cm^2 (270 Bar)	2000 m^3/hr	254.92 kg/cm^2 (250 Bar)	10-30	Sistema de paro de emergencia con botón pulsador ESD en patín Válvula de bola con venteo 1" Válvula Check 1" Válvula de alivio de presión y tubería de descarga en acero al carbón Válvulas de aislamiento Paneles de control eléctrico NEMA 12.4 o cerramientos	

Descripción	TAG	Año de fabricación	Código de Diseño	Materiales de construcción	Tiempo de vida Útil	Sustancia manejada	Estado físico de la sustancia	Prueba de presión hidrostática	Flujo Máximo	Presión de operación (kg/cm^2)	Temperatura de operación (ºC)	Sistemas de control de seguridad y medios de contención	Ubicación
												de panel eléctrico 3R Válvulas de relevo de seguridad (SRV) PLC montado en gabinete a prueba de explosión	
Módulo de Control de Calentamiento (HCM)	HCM-130	2022	CSA estándar Z662-99	Acero al Carbón	25 años	Agua/Glicol	Líquido	10.55 kg/cm^2 (10.35 bar)	2000 m^3/hr	7.03 kg/cm^2 (6.9 Bar)	-30 a 100	Alarma indicadora de flujo Válvula de alivio de agua Regulador de presión de gas	
Medidor de Flujo Tipo Turbina	M-01	2022	MCA. FMG, MOD. G250	Acero al Carbón	25 años	GN	Gas	9.17 kg/cm^2 (9 Bar)	2000 m^3/hr	6.11 kg/cm^2 (6 Bar)	10-30	NA	
Válvula de aislamiento tipo bola	BV-210	2022	ANSI 150·# 3”	Acero al Carbón	25 años	GN	Gas	9.17 kg/cm^2 (9 Bar)	2000 m^3/hr	6.11 kg/cm^2 (6 Bar)	10-30	NA	
Regulador de presión	REG-01	2022	Type 99 MCA Emerson	Acero al Carbón	25 años	GN	Gas	9.17 kg/cm^2 (9 Bar)	2000 m^3/hr	Presión de entrada 6.11 kg/cm^2 (6 Bar) Presión de salida 1.73 kg/cm^2 (1.7 Bar)	10-30	NA	

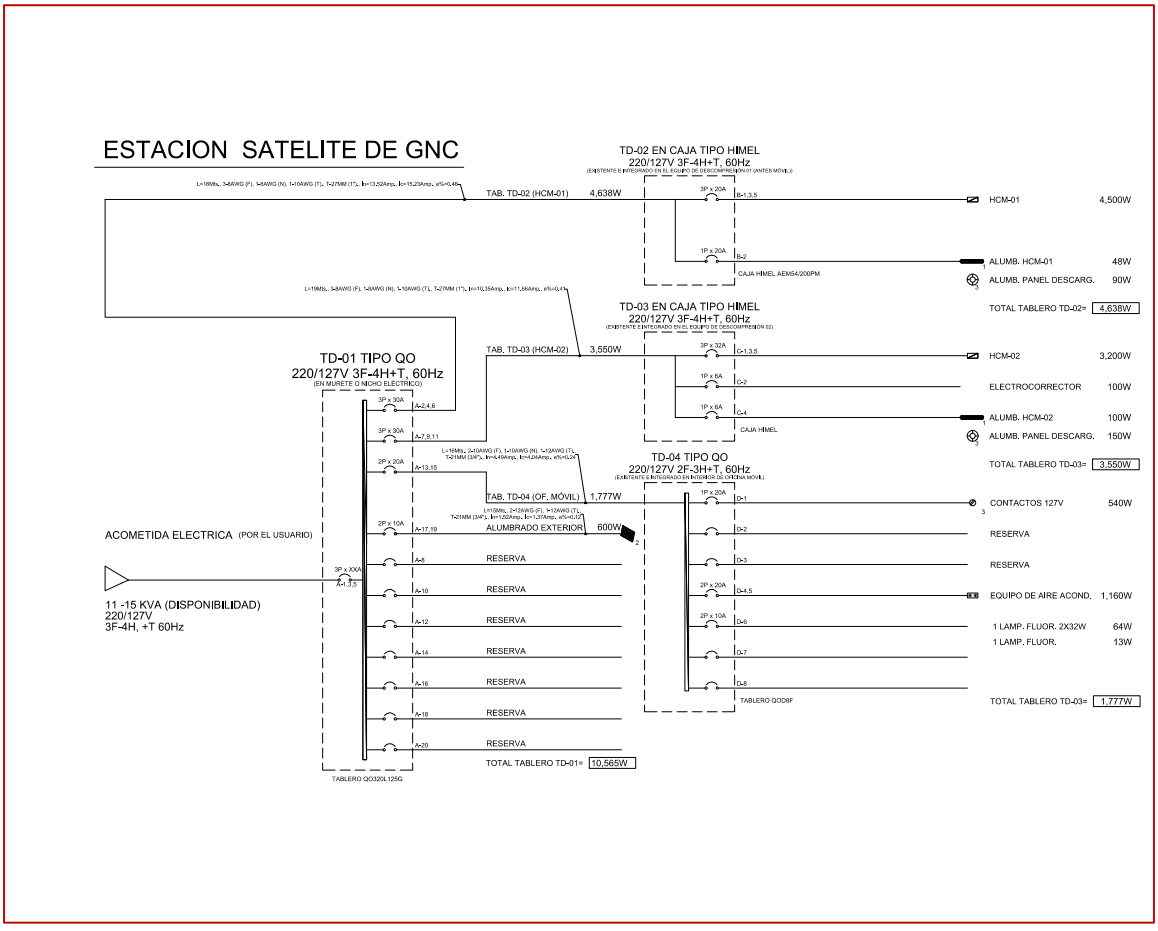
Descripción	TAG	Año de fabricación	Código de Diseño	Materiales de construcción	Tiempo de vida Útil	Sustancia manejada	Estado físico de la sustancia	Prueba de presión hidrostática	Flujo Máximo	Presión de operación (kg/cm^2)	Temperatura de operación (°C)	Sistemas de control de seguridad y medios de contención	Ubicación
Válvula de aislamiento tipo bola	BV-220	2022	ANSI 150·# 2"	Acero al Carbón	25 años	GN	Gas	2.60 kg/cm^2 (2.55 Bar)	2000 m^3/hr	1.73 kg/cm^2 (1.7 Bar)	10-30	NA	
Regulador de presión	REG-02	2022	Type 99 MCA Emerson	Acero al Carbón	25 años	GN	Gas	9.17 kg/cm^2 (9 Bar)	2000 m^3/hr	Presión de entrada 6.11 kg/cm^2 (6 Bar) Presión de salida 3.05 kg/cm^2 (3 Bar)	10-30	NA	
Válvula de aislamiento tipo bola	BV-230	2022	ANSI 150·# 3"	Acero al Carbón	25 años	GN	Gas	4.58 kg/cm^2 (4.5 Bar)	2000 m^3/hr	3.05 kg/cm^2 (3 Bar)	10-30	NA	
Válvula de aislamiento tipo bola	BV-240	2022	ANSI 150·# 3"	Acero al Carbón	25 años	GN	Gas	4.58 kg/cm^2 (4.5 Bar)	2000 m^3/hr	3.05 kg/cm^2 (3 Bar)	10-30	NA	

F.2.3.- Sistema de distribución eléctrica (Fuerza y Control)

El **Invernadero Agrizar** deberá llegar con una alimentación eléctrica (220/127V 3F 4H +T) al tablero eléctrico principal para la Estación; dicho tablero estará localizado en un nicho eléctrico cercano al área del SDD y a partir de ahí, se iniciará la distribución eléctrica de los diferentes destinos propios y cercanos (Ver Plano TDD AGRIZAR-IEAP-01-25072022-A, TDD AGRIZAR-IECA-01-25072022-A, TDD AGRIZAR-IEDU-01-25072022-A, TDD AGRIZAR-IEFC-01-25072022-A y TDD).

Se siguen los criterios de selección e instalación de equipos eléctricos de acuerdo a lo indicado en la NOM-001-SEDE-2012, con el fin de que la instalación se realice con los criterios de seguridad para los usuarios, la continuidad de su uso y la extensión del tiempo de vida.

Figura. 19. Diagrama unifilar del sistema eléctrico



F.2.4.- Sistema de tierras (TDD AGRIZAR-IEST-01-25072022-A)

Sistema de tierras.- El sistema de tierras que se instalará como parte del proyecto, se basa en los lineamientos establecidos en la **NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (Utilización)**.

Para lo cual se contará con un contratista especializado, el cual desarrollará el proyecto eléctrico de conformidad con dichos lineamientos normativos y de acuerdo a los planos que para tal efecto se realizan, considerando de manera muy especial las características de los equipos que deben aterrizarse, sus especificaciones, tipos y resistencia del suelo y todos los factores que, por las composición del gas que se manejará deben vigilarse y cumplirse, tales como: resistividad del medio ohm, sistema de tierras de malla cerrada, protección de sobretensión, etc., los cuales deben monitorearse periódicamente para garantizar su óptimo funcionamiento.

La tubería de suministro de gas enterrada debe tener protección catódica de acuerdo con los códigos de instalación locales. Esto requiere el uso de bridas aislantes en la entrada y salida de la tubería desde el suelo, y ánodos de sacrificio enterrados a intervalos, como es requerido por los códigos locales.

F.2.5.- Sistema de Pararrayos (AGRIZAR-IESP-01-25072022-A)

El sistema de pararrayos Franklin France modelo active 1D-06, está constituido por un electrodo de varilla tipo Copperweld de 5/8" (16 mm) de diámetro y 3 metros de longitud, marca Erico, de un conector mecánico de cobre para conectar cable calibre 2/0 AWG a la varilla cobrizada de 5/8", marca Burndy.

El cable de cobre para pararrayos es de 28 hilos calibre 2/0 AWG, además consta de una celda fotovoltaica a 220 V; luminaria LED tipo reflector 200 W C/U a 220 V o multivoltaje; un contador de descargas atmosféricas a 3 metros del Nivel de Piso de Terminado (NPT) con desconectador de prueba con cables de cobre para pararrayos de 28 hilos; tubo de PVC servicios pesado de 25 mm con penetración promedio de 1.70 metros del poste en el terreno natural.

F.2.6.- Sistema de Seguridad y Señalética (TDD AGRIZAR-SISS-01-25072022-A).

El Sistema de Reducción de Presión contará con los diferentes sistemas de seguridad, con la intención de reducir al máximo los riesgos por alguna falla mecánica o eléctrica, considerando además el cumplimiento de las Normas que aplican a este tipo de estaciones donde se manejan materiales combustibles de alta presión.

Es importante mencionar que cada equipo de descompresión cuenta con PLC dedicado a monitorear las condiciones de operación. El Sistema de Reducción de Presión cuenta con:

- Válvula de alivio de presión y tubería de descarga en acero al carbón
- Válvulas de aislamiento en acero al carbón
- Paneles de control eléctrico NEMA 12.4 o cerramientos de panel eléctrico 3R
- Conexiones de cableado de campo eléctrico
- Interruptores de seguridad
- Intercambiadores de calor de acero al carbón y tubería inoxidable
- Filtros, tuberías y reguladores están diseñados para alta y baja presión construidos con materiales con combustibles
- PLC montado en gabinete a prueba de explosión
- Conexiones eléctricas y conexiones flexibles a prueba de explosión

Válvulas de Relevo de Seguridad (SRV)

En la PRS2000_4000, hay cuatro válvulas de relevo de seguridad (SRV). Tres de estás válvulas en el Módulo Reductor de Presión, una en cada poste de decantación-dos en total y otra en el módulo de control.

- Superior SRV
- Media SRV
- Inferior SRV
- Disco de Ruptura

En la SRV, busque en la placa para verificar los rangos de presión. Si una Válvula de Relevo de Seguridad abre, lo hará con un ruido fuerte. Durante el decantado, la operación y el servicio de la PRS, es recomendable que use protección auditiva, así como otro Equipo de Protección Personal requerido. Todas las válvulas de relevo de seguridad deberán de ser removidas y probadas cada año desde la fecha del comisionamiento por un taller certificado o con base en códigos de seguridad y estándares locales.

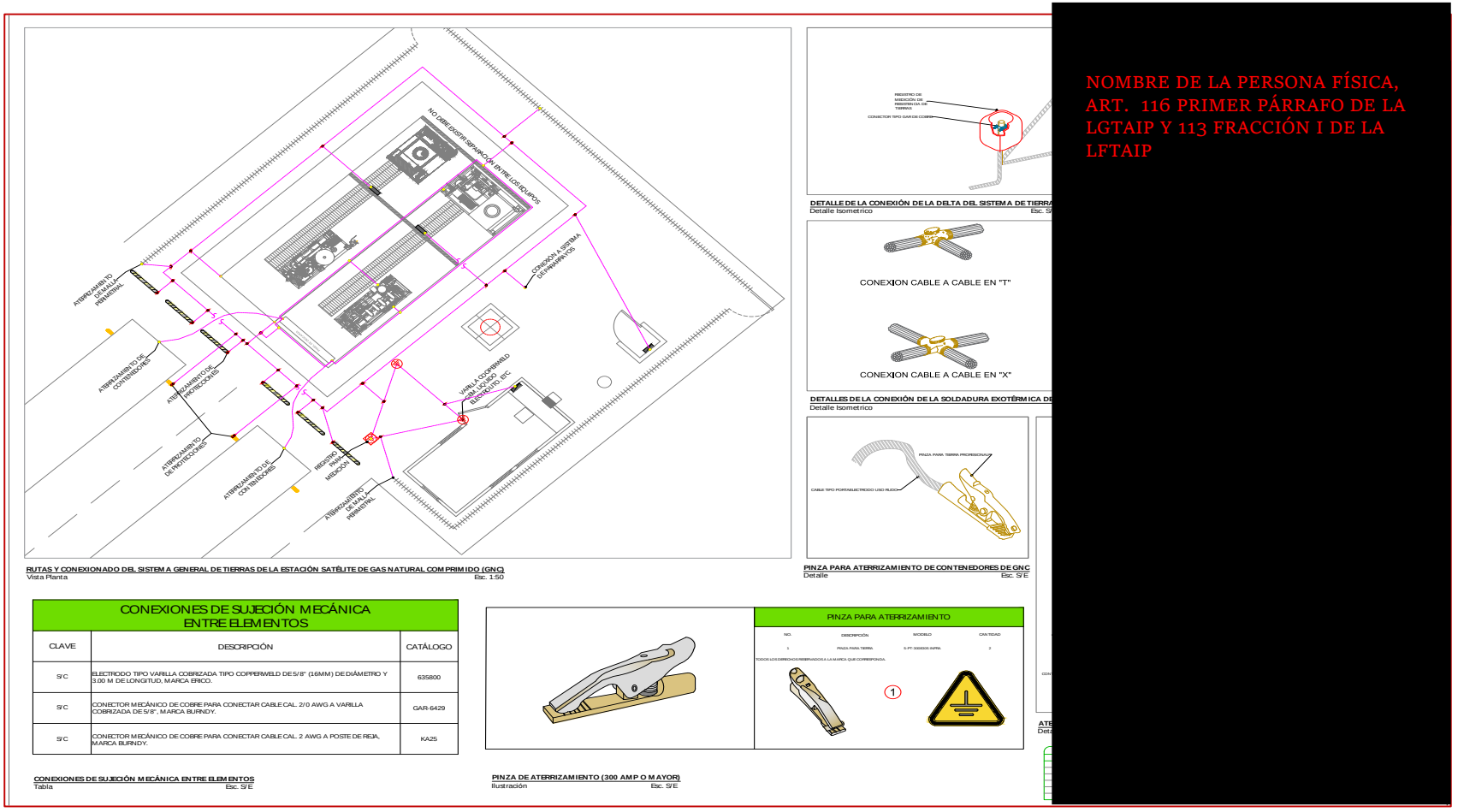
Las válvulas de Alivio proporcionan protección contra sobrepresión al resto de los componentes de la PRS, tal y como tubería, válvulas, filtros y sellos.

Aun y cuando el Sistema está protegido por alarmas de alta presión en todas las etapas, en el evento poco probable de que un sensor o control electrónico falle, las válvulas de Alivio liberarán el gas que se encuentra con sobrepresión. Cada válvula está conectada a través de tubería o venteos a la atmósfera a una altura de seguridad suficiente.

Equipo contra incendio y señales

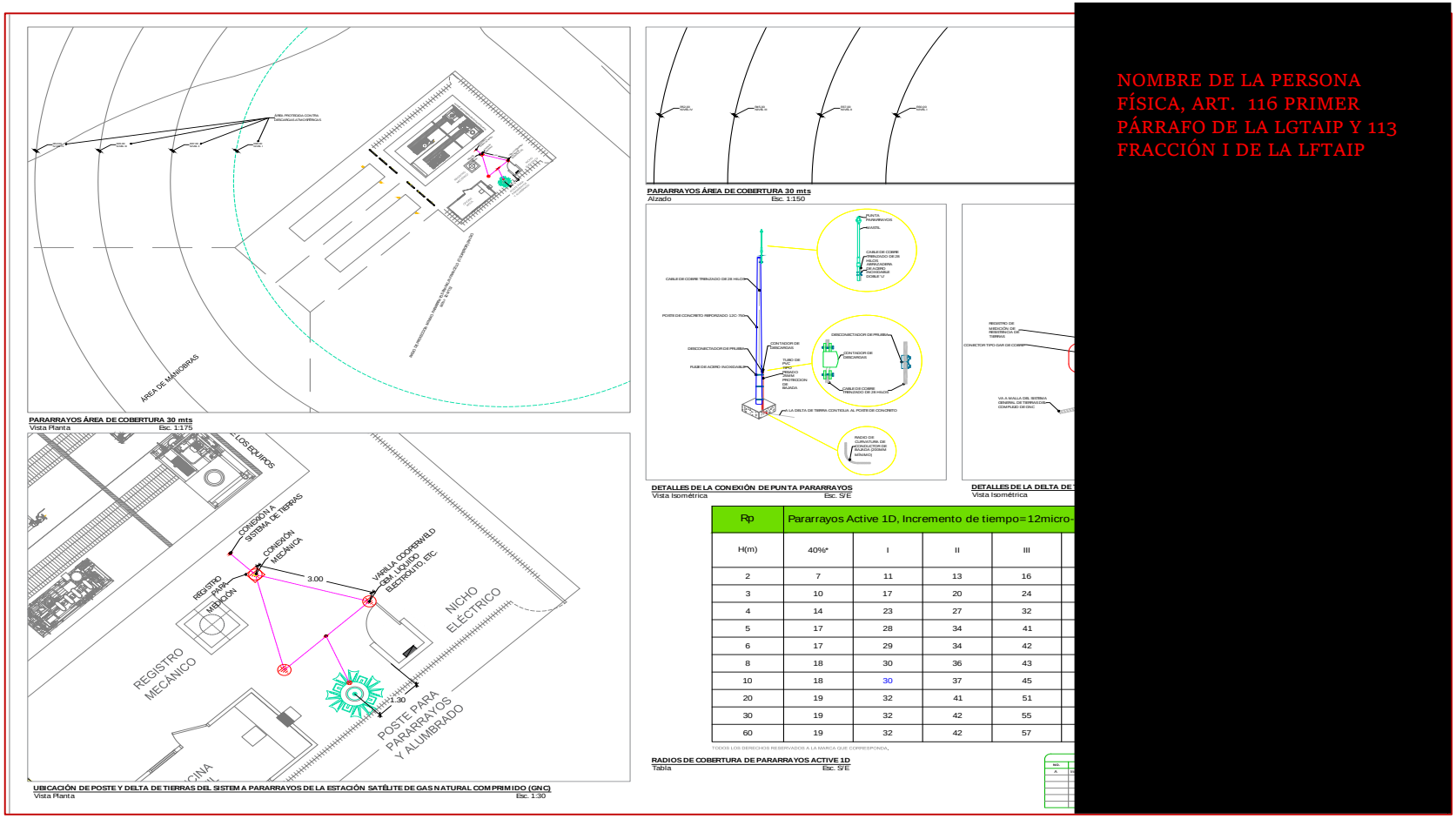
- 5 extintores de 9 kg.
- Alarma visible y audible.
- Botón de paro de emergencia.
- Equipo de Protección personal (Ropa de algodón, Casco de protección, Botas, Guantes y Gafas)
- Salida de emergencia, Ruta de evacuación, Punto de reunión
- Advertencia de riesgo eléctrico.
- Solo personal autorizado.
- No fumar, No usar flama abierta, prohibido usar celular.
- Apague el motor, velocidad máxima y no estacionarse.
- Aviso de materiales peligrosos.
- No estacionarse.

Figura. 20. Sistema de tierras (TDD AGRIZAR-IEST-01-25072022-A)



NOMBRE DE LA PERSONA FÍSICA, ART. 116 PRIMER PÁRRAFO DE LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

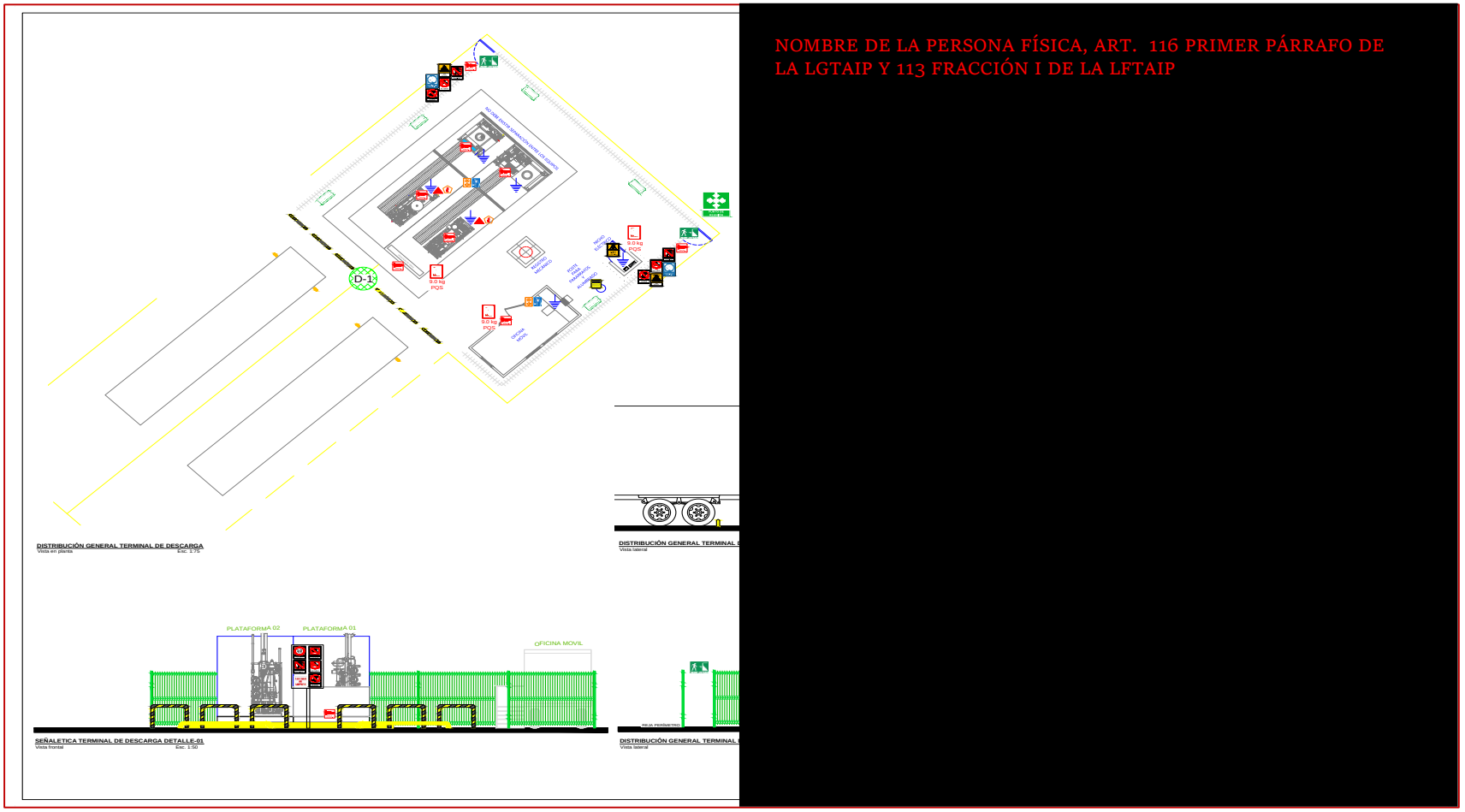
Figura. 21. Sistema de pararrayos (TDD AGRIZAR-IESP-01-25072022-A)



Rp	Pararrayos Active 1D, Incremento de tiempo=12micro-				
H(m)	40%*	I	II	III	
2	7	11	13	16	
3	10	17	20	24	
4	14	23	27	32	
5	17	28	34	41	
6	17	29	34	42	
8	18	30	36	43	
10	18	30	37	45	
20	19	32	41	51	
30	19	32	42	55	
60	19	32	42	57	

NOMBRE DE LA PERSONA FÍSICA, ART. 116 PRIMER PÁRRAFO DE LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Figura. 22. Sistema de señalética y seguridad (TDD AGRIZAR-SISS-01-25072022-A)



II.- DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

A. Filosofía de operación

El proceso general de suministro de GNC inicia con la compresión del gas natural en una estación **"Centro de Transferencia de GNC para transportes por medio de semirremolques"** en el estado de Guanajuato dedicada exclusiva a la Compresión de gas natural, la cual está conectada a un gasoducto; esta surte mediante Postes de Carga, gas natural a una presión de 250 Bar a los módulos de almacenamiento (Hexagón Lincoln) que transportarán el energético a las instalaciones del Invernaderos AGRIZAR.

Una vez que la carga se efectúa correctamente, la unidad móvil que lleva los módulos de almacenamiento (Hexagón Lincoln) se desplaza hasta las instalaciones de invernaderos AGRIZAR, donde se conectará al Poste de descarga, componente de entrada, el cual está conectado directamente a un Sistema de Reducción de Presión (PRS), dando inicio al proceso de despresurización.

El sistema reductor de presión (PRS – Pressure Reduction System) se encuentra compuesto de dos grandes elementos: Modulo Reductor de Presión (PRM – Pressure Reduction Module) y Módulo de Control de Calentamiento (HCM – Heating Control Module). La estación reductora cuenta con un filtro en la entrada, un intercambiador de calor (gas-agua), dispositivos de regulación, tubería y control eléctrico. El módulo de calentamiento consiste en una caldera (combustible: gas natural), un dispositivo de regulación de gas, medidor de flujo de agua, separador de aire, filtro de agua, bomba y medidor de caudal.

El gas del contenedor fluye hacia el PRM donde es filtrado, calentado (a través del intercambiador de calor de agua del HCM), regulado, medido y suministrado. El HMC distribuye y calienta el agua, utilizando para la transferencia de calor el gas del PRM. El PRM reduce de forma segura la presión del gas mediante la adición de la cantidad apropiada de calor para contrarrestar la reducción de la temperatura debido a la despresurización. El gas a baja presión en la salida es entonces preparado y puede ser utilizado en calderas, calentadores, motores u otros dispositivos.

La línea de entrada para el PRM está conectado a un fijo o de almacenamiento móvil, o a una tubería. El gas que fluye hacia el PRM pasa a través de un mecanismo de seguridad, normalmente cerrada la válvula de entrada. La válvula aísla el PRM del suministro de gas cada vez que el PRM se apaga, o si se inicia la secuencia de apagado de emergencia. Las partículas pequeñas se eliminan del gas de suministro por un filtro de entrada, situada antes de que el intercambiador de calor. El gas fluye a

continuación por la tubería del intercambiador de calor que es calentada por una corriente de agua caliente por la bomba localizada en el HCM.

Los controles eléctricos para cada uno de los componentes se encuentran instalados en sus soportes o en cajas con las características adecuadas de acuerdo a la clasificación de la zona. Los controles eléctricos incluyen un dispositivo de parada de emergencia (ESD – Emergency shut- down). El gas entra en la primera etapa de regulación, y pueden ser empleadas varias etapas antes de reducir la presión hasta el nivel requerido. Se instalan manómetros en el sistema para monitoreo local de la presión y ajuste de los reguladores.

Regulación de presión

Si existen múltiples etapas de regulación, la primera etapa por lo general emplea reguladores con sistema de resorte para reducir la presión hasta el nivel adecuado para la segunda etapa. Se utilizan varios reguladores para acondicionar el nivel de caudal en el sistema.

Módulo de Control de Calentamiento (HCM)

La entrada de gas al HCM se encuentra conectada al PRM. El gas que va hacia el HCM pasa a través de válvulas que se utilizan para aislar el módulo. Un regulador y manómetros de presión son instalados antes de la entrada de la caldera para asegurar el nivel de presión adecuado. Una línea de purga es instalada después del regulador. El agua se conduce hacia el HCM a través de la entrada y un interruptor de flujo indica si el nivel es muy bajo.

Una válvula de chequeo en este punto se suministra con un regulador para agregar una entrada adicional de agua al sistema. El agua es conducida hacia un tanque separador de aire que incluye un "venteo" que remueve el aire del sistema, pasando después por un filtro que retiene/previene el ingreso de partículas extrañas hacia la bomba. A continuación de la bomba se encuentra un caudalímetro y entra a la caldera. Después del proceso de calentamiento el agua puede ser recirculada con la operación de la válvula de 3 vías o descarga del PRM.

Controles eléctricos

La lógica de operación de PRS es controlada por un PLC (dispositivo lógico programable). Este se encarga de iniciar y parar el PRS, continuamente monitoreando las condiciones, estado de alarmas asociadas. Las unidades PRS tienen un sistema de parada de emergencia (ESD Emergency shut down) que incorpora pulsadores tipo "hongo" ubicados en sitios claves.

El sistema apagará automáticamente de forma segura y aislando el PRS de la entrada de gas. Un interruptor de "En línea/Fuera de línea" es ubicado en el panel del HCM y en el panel de control del

PRM. Ambos interruptores deben estar en la posición "En línea" para que el PRS funcione automáticamente. Al colocar cualquiera de estos dos interruptores en posición "Fuera de línea" detendrá el sistema PRS y permanecerá en este estado hasta que sea reanudada la operación al colocar los interruptores en posición "En línea".

Operación PRS

Estado de Inicio:

La caldera debe estar lista para calentar el agua. La interfaz operario – máquina es un panel táctil que permite monitorear y llevar a cabo diferentes funciones. Para iniciar se coloca el interruptor en posición "Fuera de línea" y se oprime el botón "Reset". Si todas las alarmas son limpiadas la barra de estado indicará "Fuera de línea" como se muestra en la figura a continuación. Si existe una condición de falla, un mensaje anunciará la falla correspondiente.

Corregir la causa de falla y presionar nuevamente "Reset" para remover la condición de alarma. Una vez que las alarmas han sido limpiadas la barra de estado indicará "Fuera de línea" y el sistema estará listo para operar. Para iniciar operación debe colocarse.

Estado de Operación:

La caldera suministrará calor al sistema, siendo controlada por un termostato (zona 1). La caldera funcionará normalmente al recibir una señal de "petición de calentamiento" desde el PLC. Cuando el PRS se coloca "En línea" por primera vez, el sistema completará la etapa de "Calentamiento" que enviará la solicitud de "calentamiento" y colocará la válvula en posición de 85% (apertura). El tiempo que el sistema opera en modo "Calentamiento" se toma de un punto de ajuste del cliente, con un valor por defecto de 180s. Una vez que esta etapa se encuentra completa el sistema es declarado como "Listo".

Automáticamente el control variará la temperatura del gas de salida mediante la modificación de la posición de la válvula de agua y el termostato (on/off). La válvula de control/distribución (diverter valve) da paso a la cantidad de agua caliente requerida en el intercambiador de calor, también dando paso a cierta porción de agua hacia la bomba. Esta cantidad se encuentra determinada por un lazo de control tipo PID que asegura que la temperatura de gas se mantendrá en el rango de 10 a 40 °C. En algunos modelos las válvulas duales de control/distribución se utilizan para redundancia. En estos modelos las válvulas son seleccionadas manualmente utilizando los interruptores de selección en el panel de control y colocando las válvulas manuales de bola en la posición correcta para el dispositivo seleccionado.

Parada:

Para detener el sistema PRS, simplemente se debe colocar "Fuera de línea" cualquiera de los interruptores. La caldera se apagará y la válvula de entrada se cerrará inmediatamente cuando esto ocurra. La bomba operará por cierto tiempo (ajustado) y después se detendrá. Una alarma detendrá también el sistema PRS, de forma similar a lo anteriormente descrito; la diferencia es que la bomba se detendrá al mismo tiempo que la alarma ocurre.

Alarmas de PRS:

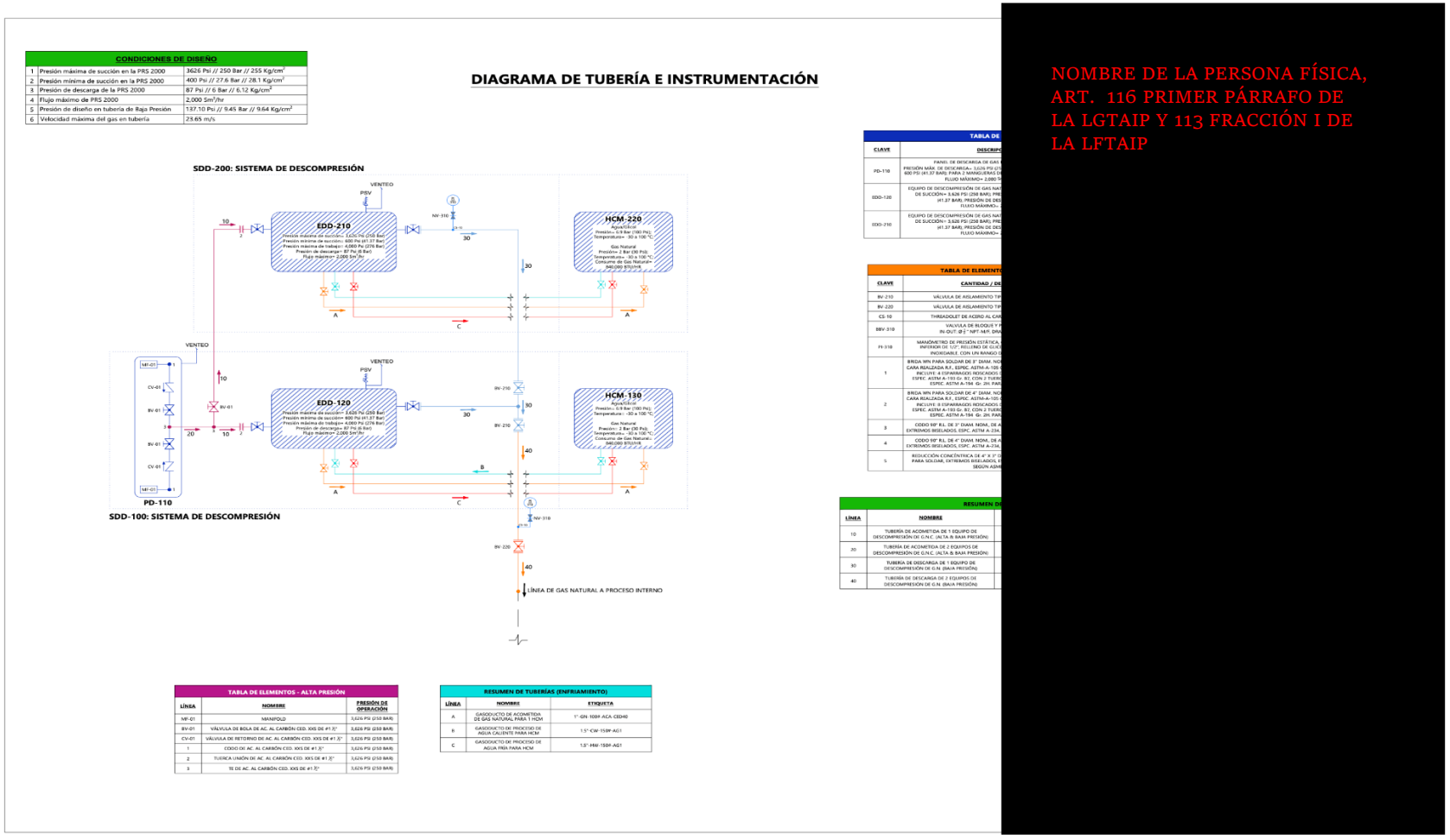
Si alguno de los sensores del PRS presenta falla, el PLC lee este estado y el PRS se apagará. El PLC indicará el estado de alarma mediante un bombillo piloto (color rojo, si aplica). Cuando el PLC registra una alarma el PRS no operará hasta que la condición de falla no haya sido corregida y el botón "Reset" oprimido. Para limpiar las alarmas asegúrese que las condiciones de falla hayan sido corregidas. Después se procede a oprimir el botón "Reset".

El sistema PRS retornará a operación normal. Si las alarmas no han sido apropiadamente corregidas, el panel presentará nuevamente el estado de alarma. Las advertencias no son como las alarmas; estas se anunciarán en la pantalla y en ciertos casos detendrán el equipo, sin embargo, no detendrán totalmente el sistema PRS.

Tabla 7. Condiciones de operación de la PRS

Modelo	PRS-2000
Flujo nominal	500 Nm^3/h
Presión máxima	250 bar
Rango de Presión de Descarga	6.2 bar
Mínima Presión de Succión a la PRS a 4 Bar de descarga	27.6 bar
Tipo de Medidor	Fluido Oscilante-Compensación por Presión y Temperatura
Precisión	Certificado para Transferencia de Custodia
Temperatura de descarga	10-30 °C
Máximo calor del gas de entrada	500,000 Btu/hr

Figura. 23. DTI del proyecto, (Plano TDD-AGRIZAR-IMDTI-01-25072022-A)



NOMBRE DE LA PERSONA FÍSICA, ART. 116 PRIMER PÁRRAFO DE LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

B. Sustancia a manejar

Sustancia	Capacidad máxima de descompresión y suministro (m^3/hr)	CAS	Riesgo Mayor	Tipo de almacenamiento	Familia química	Características de peligrosidad				
						Propiedades físicas y químicas		NOM-018-STPS-2000		
						Estado físico	Olor	S	I	R
Gas Natural	2,000	8006-14-2	Incendio Formación de nubes explosivas y/o flamables, así como explosión	No aplica	Hidrocarburos	Gas	Mercaptanos	1	4	0

Tabla 8. Composición de la mezcla.

Nombre químico	%	CAS	Grado de Riesgo		
			S	I	R
Metano	83.0	74-82-2	1	4	0
Etano	11.0	74-84-0	1	4	0
Nitrógeno	6.0%	7727-37-9	1	0	0
Humedad	150.0 mg/m^3				

La actividad es del sector hidrocarburos que de acuerdo al artículo 3º, fracción XI de la Ley de la ANSIPA, que regula Procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como transporte, almacenamiento, distribución y expendio de gas natural, en este sentido, la materia prima utilizada es el gas natural, cuyo componente principal es el metano, el cual se encuentra dentro de los ductos de transporte en cantidades superiores a la de reporte para ser considerado como una actividad altamente riesgosa.

La cantidad de almacenamiento de los contenedores de GNC es de 1,856 kg de gas natural en cada skid de descarga, se tendrán al menos dos skid para descargarse en un período de dos días, que de acuerdo al porcentaje en peso del metano en el gas natural del 82.9% se tiene un total de almacenamiento por dos días de metano de 3,077.24 kg, que al compararlo con el segundo listado de actividades altamente riesgosas rebasa la cantidad de reporte de 500 kg.

Por lo anteriormente señalado el proyecto es una actividad altamente riesgosa.

III.- DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO

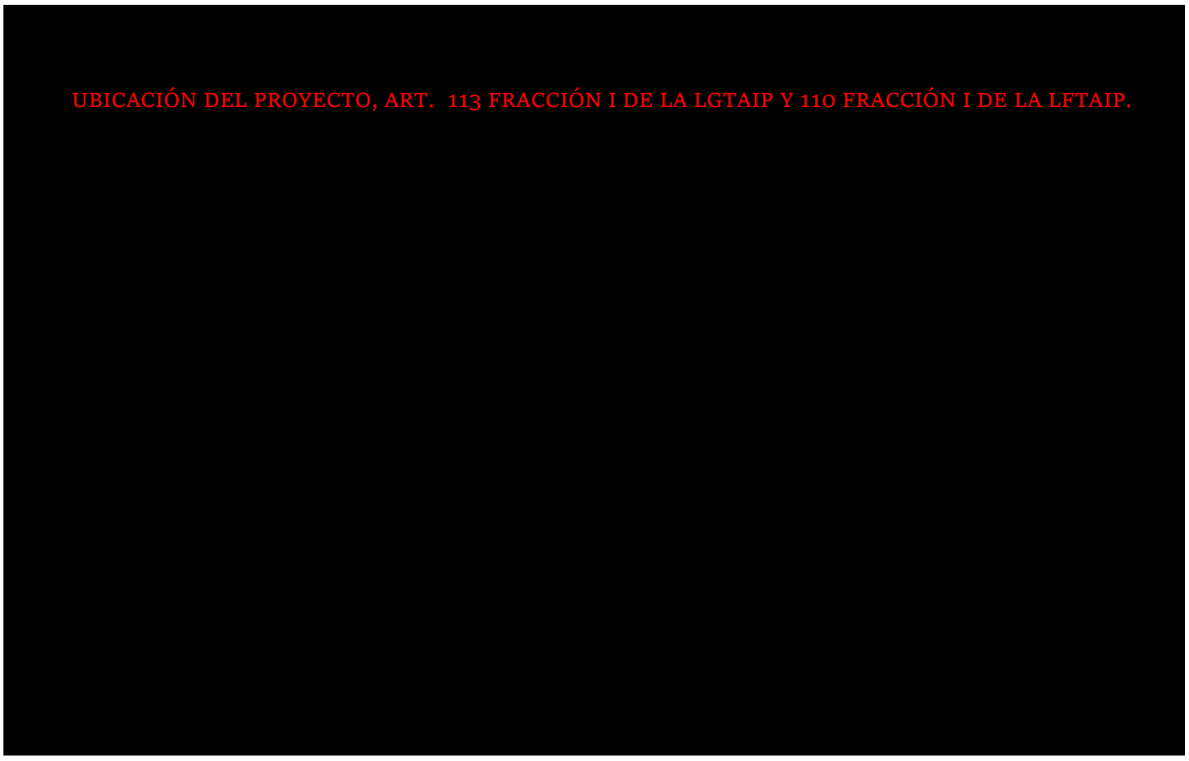
El Proyecto se ubicará dentro del predio de la empresa AGRIZAR, concretamente en Rancho San Antonio (El Queretano), municipio de San Luis de la Paz, Guanajuato, en las coordenadas 21° 10' 16.46'' N, 100° 36' 41.02'' O. El acceso al **Proyecto** es por la Carretera Federal 57 hacia dirección oeste-este de la comunidad el Charco posteriormente tomando hacia el norte hasta llegar a Rancho San Antonio.

III.1.- Componentes abióticos

A. Clima

De acuerdo con esta clasificación, el clima en el AP es BS1kw Semiseco templado, que corresponde a templado con verano cálido, temperaturas medias, anual 12° a 18 °C, del mes más frío entre - 3° y 18 °C y del mes más cálido mayor 18° C, el régimen de lluvias es de verano.

Figura. 24. Tipo de clima en el área del proyecto



Con el propósito de hacer un análisis más detallado de las condiciones meteorológicas del sitio**,** se llevó a cabo una evaluación de la información generada por las estaciones meteorológicas más

cercanas al área de estudio. La información recopilada corresponde a registros de 59 años (1951-2010).

Tabla 9. Estaciones meteorológicas cercanas a la zona de estudio (m.s.n.m. = metros sobre el nivel del mar).

Estación	Municipio y estado	Latitud	Longitud	Altura (msnm)
La Begoña	San Miguel de Allende, Guanajuato	20.84	-100.82	1850
San Miguel de Allende	San Miguel de Allende, Guanajuato	20.43	-101.02	1747

Con el registro de información de la estación se prosiguió a realizar un análisis de las variables climatológicas, temperatura y precipitación, obteniendo la siguiente información.

A.1. Temperatura

La temperatura promedio anual registrada en las estaciones oscila entre los 20.8°C y los 23.9°C (con una temperatura promedio de 23.9°C). Los meses más cálidos van de abril, mayo y junio con una media de 34°C, 36°C y 34°C, respectivamente. Los meses más fríos son noviembre, diciembre, enero y febrero con 3.1 °C, 0.6°C, 0.9°C y 1.4°C, respectivamente.

Tabla 10. Temperatura media mensual registrada.

Mes	La Begoña		
	11161		
	Max	Med	Mín
Enero	28.0	11.9	-6
Febrero	30	13.4	-4.5
Marzo	34.5	15.8	-3
Abril	34	18	0
Mayo	36	19.3	0
Junio	34	18.8	6.5
Julio	33.5	17.9	7
Agosto	32	17.7	6
Septiembre	33	17	2.5

Mes	La Begoña		
	11161		
	Max	Med	Mín
Octubre	29.5	15.4	-2.5
Noviembre	29.5	13.9	-4.5
Diciembre	28	12.5	-9.5
Promedio	**31.8**	**16**	**-0.7**

A.2. Precipitación

La precipitación anual registrada en las estaciones varía entre 8.1 y 74.3mm, con una precipitación media anual de 401.1 mm. La temporada de lluvias ocurre en los meses de abril a octubre, donde los meses más lluviosos son julio y agosto, con registros de precipitaciones de 74.3 y 65.1 mm, respectivamente. Por otro lado, el mes con menor precipitación es diciembre con registros de 5.9 mm.

Tabla 11. Precipitación máxima diaria, media y máxima mensual.

Mes	La Begoña		San Miguel de Allende	
	11033		11093	
	Media	Máxima	Media	Máxima
Enero	15.7	118.3	13.7	128.4
Febrero	12.1	138.7	7.2	40.1
Marzo	8.1	43.6	6	44.9
Abril	18.4	67.3	18.9	75.5
Mayo	52.7	203.9	42.2	117
Junio	61	159	100.1	298.5
Julio	74.3	176.6	130.7	334.6
Agosto	65.1	275	94.4	226.5
Septiembre	50.7	143.4	94.2	256.9
Octubre	25.7	68.8	41.5	139.4

Mes	La Begoña		San Miguel de Allende	
	11033		11093	
	Media	Máxima	Media	Máxima
Noviembre	11.4	43.4	12.4	66.5
Diciembre	5.9	43.7	6.4	47.2
Anual	401.1		567.7	

A.3. Vientos dominantes

Los datos de velocidad y dirección del viento provienen de la Estación Meteorológica Automatizada (**EMA**) más cercana al área del proyecto y que cuenta con registros de este tipo. En este caso, dicha **EMA** es **EMA** Presa Allende.

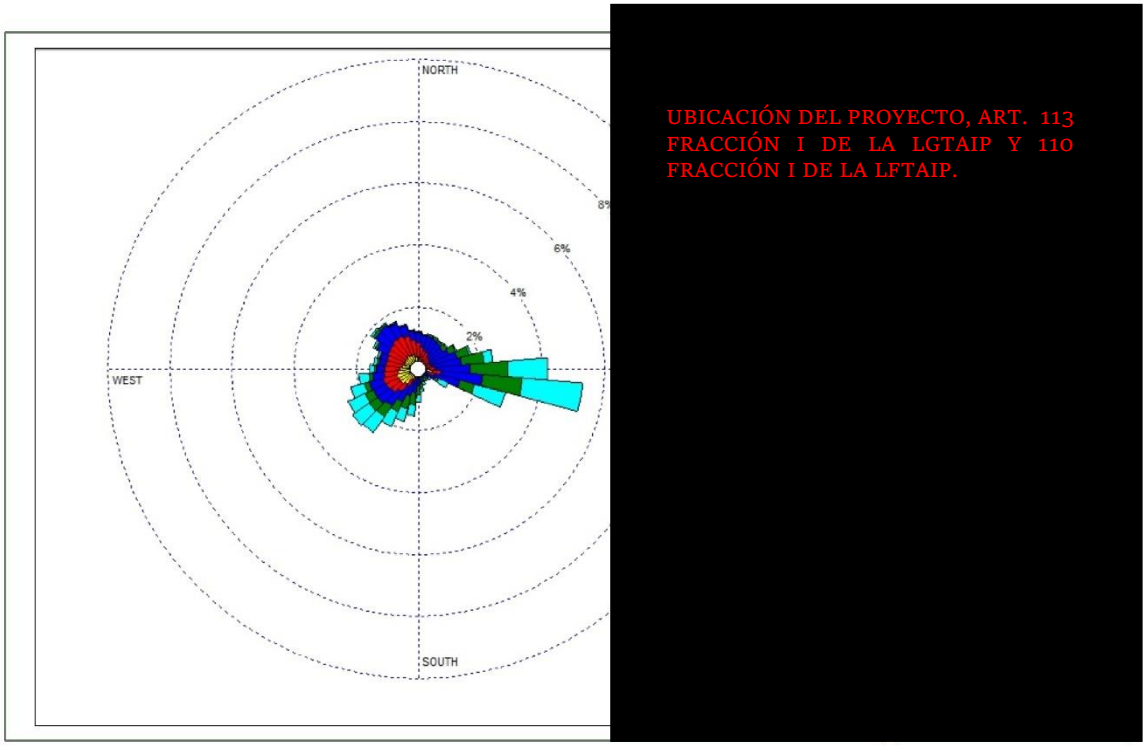
De acuerdo con los datos registrados por la **EMA**, el viento en esta zona tiene una dirección promedio de 184.34°. De acuerdo con esto, la dirección del viento fluye predominantemente del E al SW, en la zona del **Proyecto**. Por otra parte, su velocidad promedio es de 7.19 m/s. Los meses en los que la velocidad promedio es mayor son abril y mayo con 18.40 y 21.12 m/s, respectivamente. En contraparte, la velocidad promedio más baja es de 3.88 m/s y corresponde al mes de noviembre. La rosa de los vientos se presenta en la Figura siguiente.

Tabla 12. Cuadro de velocidades medias y máximas de los vientos mensuales (m/s) en la estación **EMA** Presa Allende, Guanajuato.

Mes	Dirección del viento (°)	Velocidad del viento (m/s)
Enero	196.56	4.15
Febrero	198.14	4.18
Marzo	195.16	4.79
Abril	199.19	18.40
Mayo	181.34	21.12
Junio	165.58	5.44
Julio	172.09	5.01
Agosto	169.83	5.41
Septiembre	171.65	5.12

Mes	Dirección del viento (°)	Velocidad del viento (m/s)
Octubre	173.65	4.91
Noviembre	187.21	3.88
Diciembre	201.74	3.91
Media	**184.34**	**7.19**

Figura. 25. Dirección predominante del viento en las zonas cercanas al área del Proyecto.



B. Fenómenos climatológicos

En las estaciones meteorológicas reportadas anteriormente se presentan los datos para los siguientes fenómenos climatológicos: lluvia, neblina, granizo y tormentas eléctricas. El número de días promedio mensual se describe en la tabla siguiente.

Tabla 13. Promedio mensual de días con lluvia, niebla, granizo y tormentas que se registraron en las estaciones Meteorológicas

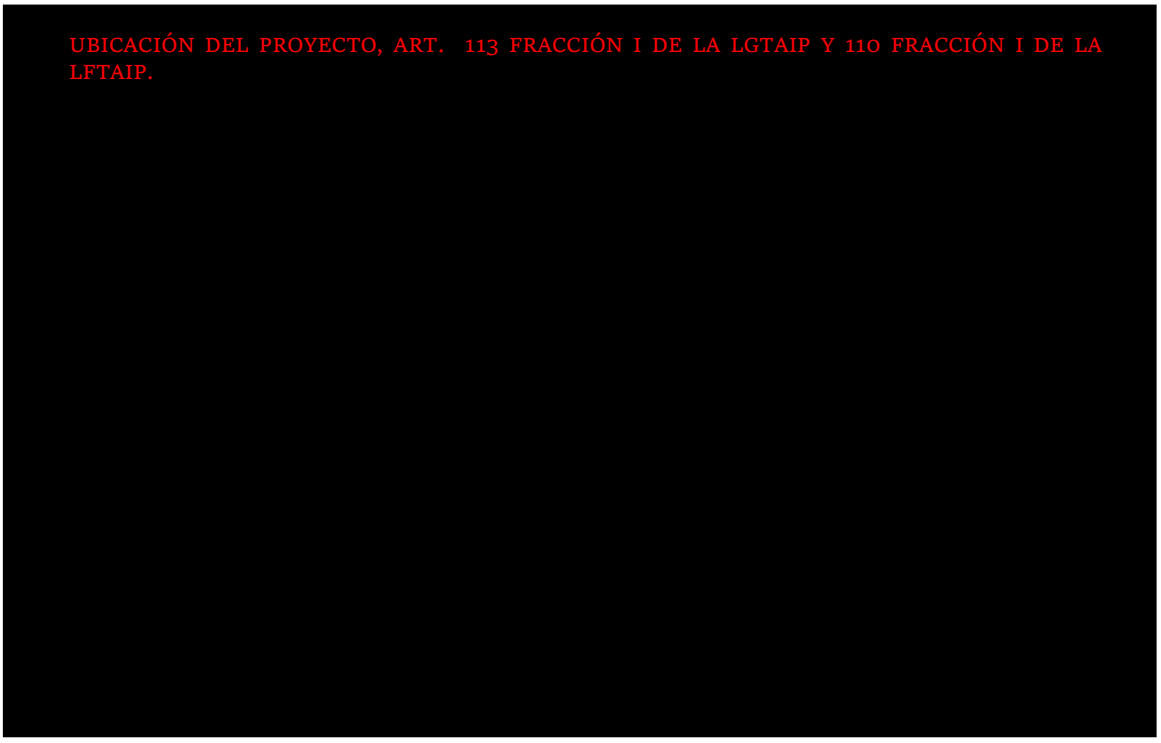
Estación	Eventos	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Anual
La Begoña	Lluvia	22	1.7	1.5	3.3	7.4	7.1	8.3	6.6	7.6	5.5	2.1	1.8	55.1
	Niebla	0.9	0.9	0.1	0.5	0.5	0.9	1	0.5	0.3	1.2	0.8	1.1	8.7
	Granizo	0	0.1	0.1	0.1	0.4	0.1	0.2	0	0.1	0	0.1	0	1.2
	Tormenta Eléctrica	0.5	0.6	0.3	0.8	2.7	2.3	2.8	1.9	1.6	0.7	0.1	0.3	14.6
San Miguel de Allende	Lluvia	2.1	1.1	0.9	2.6	5.2	9.4	11.9	8.3	8.6	4.5	1.8	1.7	58.1
	Niebla	1.1	0.6	0.5	1.1	2.9	3.1	4.7	3.2	2.9	1.5	1.1	0.8	23.5
	Granizo	0.8	0.5	0.4	1.1	2.6	3.0	4.4	3.1	2.6	1.2	0.5	0.3	20.5
	Tormenta Eléctrica	0.9	0.5	0.4	1.3	3.2	4.3	5.7	3.9	3.3	1.5	0.8	0.3	26.1

B.1. Heladas

Una helada ocurre cuando la temperatura del aire cercano a la superficie del terreno es < 0 °C durante un tiempo mayor a cuatro horas. Conforme al Atlas Nacional de Riesgos por el Centro Nacional de Prevención de Desastres (**CENAPRED**)[3], el área del proyecto se encuentra en una zona de peligro bajo por ocurrencia de heladas.

[3] http://www.atlasnacionalderiesgos.gob.mx/

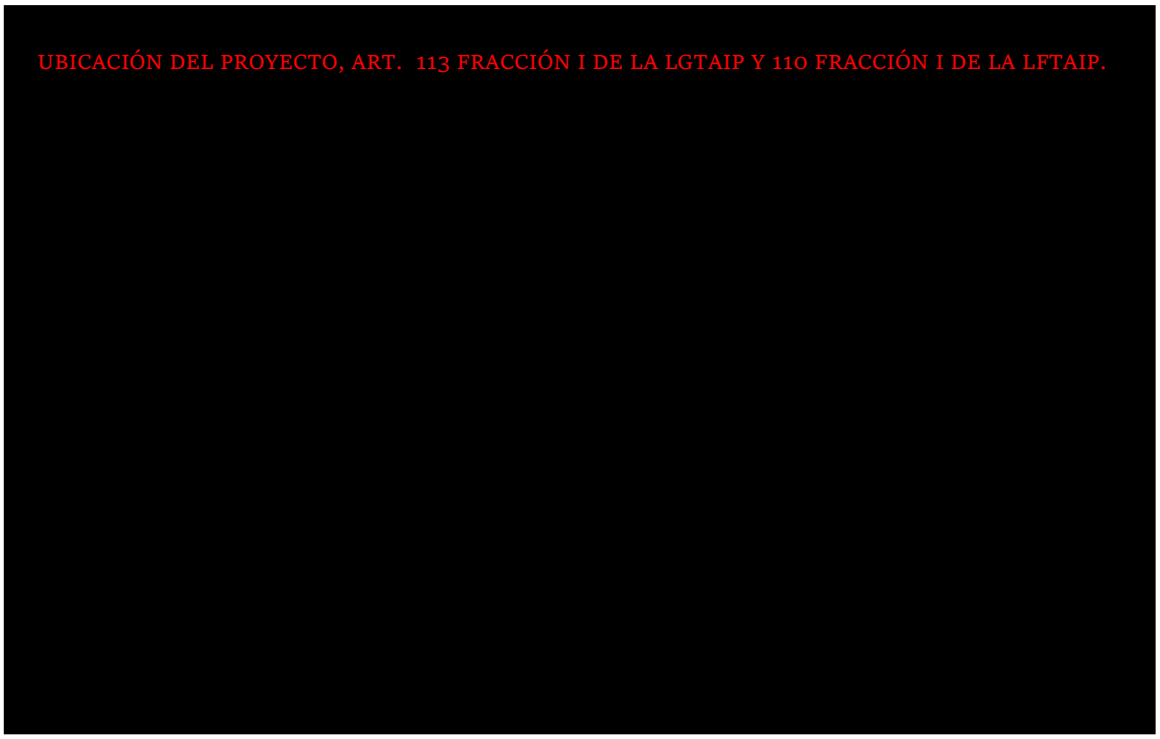
Figura. 26. Nivel de peligro por heladas en el área del Proyecto



B.2. Ciclones (huracanes)

El **CENAPRED** define los ciclones tropicales como masas de aire cálido y húmedo que se forman en el mar a temperaturas mayores a 26°C, con vientos fuertes que giran alrededor de una zona central en sentido contrario a las manecillas de reloj. De acuerdo con el **CENAPRED** y debido a la ubicación geográfica del **Proyecto**, el peligro por ciclones en el área del proyecto es muy bajo.

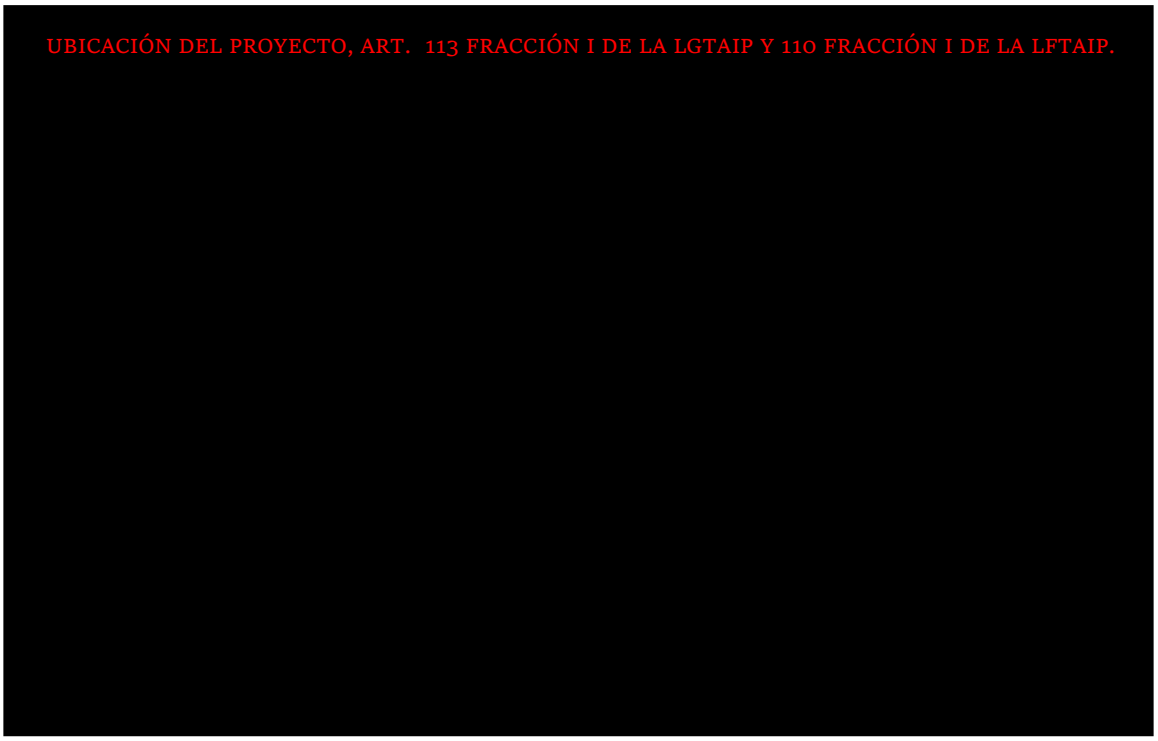
Figura. 27. Nivel de peligro por ciclones tropicales en el área del Proyecto



B.3. Granizo

El granizo es un tipo de precipitación que se forma cuando las gotas de agua al interior de las nubes de tormenta (cumulonimbos) son impulsadas hacia zonas frías, en donde se congelan. Al chocar con otras gotas congeladas se aglutinan y crecen formando piedras de hielo que se precipitan debido a su peso. De acuerdo con los datos del **CENAPRED**, el área del proyecto se encuentra en una zona donde el nivel de peligro por granizo es medio.

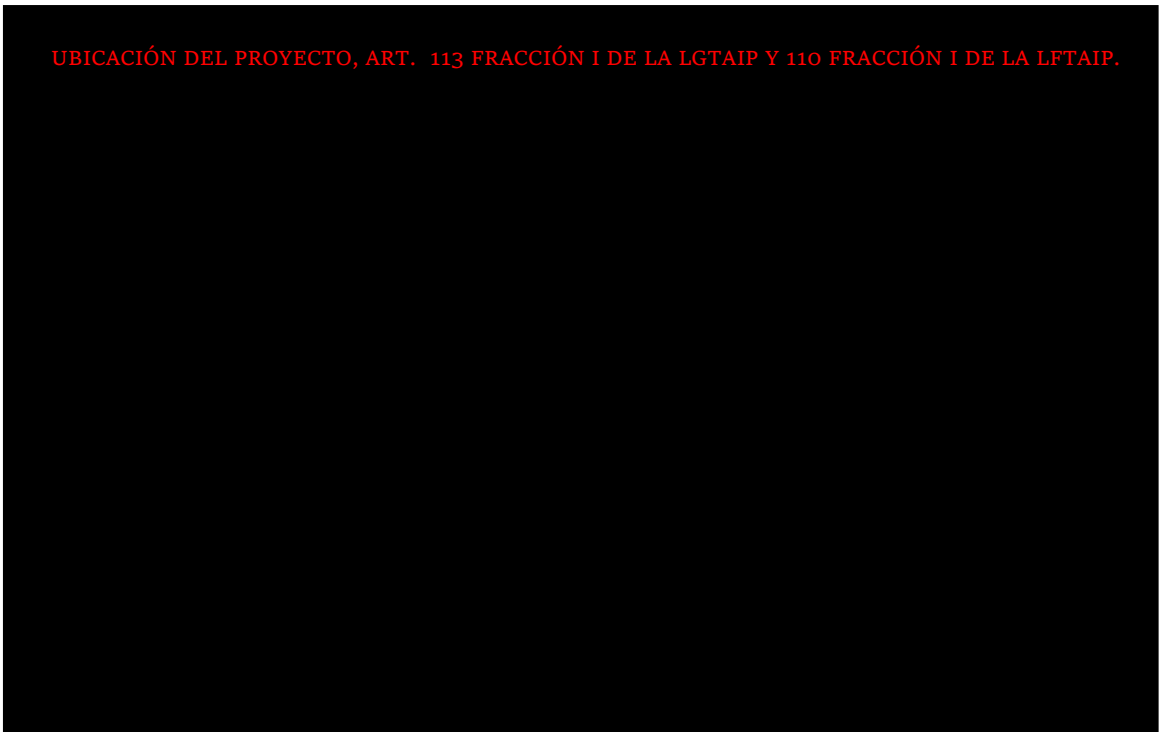
Figura. 28. Nivel de peligro por granizo en el área del Proyecto



B.4. Inundaciones

Las inundaciones son fenómenos hidrometeorológicos que, de acuerdo con el **CENAPRED**, consisten en el incremento del nivel de superficie libre de un cuerpo de agua (río, lago, mar, etc.) que ocasiona la invasión del agua en sitios usualmente secos. Las inundaciones se generan debido a la ocurrencia de eventos extraordinarios como tormentas, oleaje por huracanes o incluso por fallas en estructuras hidráulicas como presas. El área del proyecto se encuentra en una zona con un nivel de peligro por inundaciones alto.

Figura. 29. Nivel de peligro por inundaciones en el área del Proyecto



B.5. Sequia

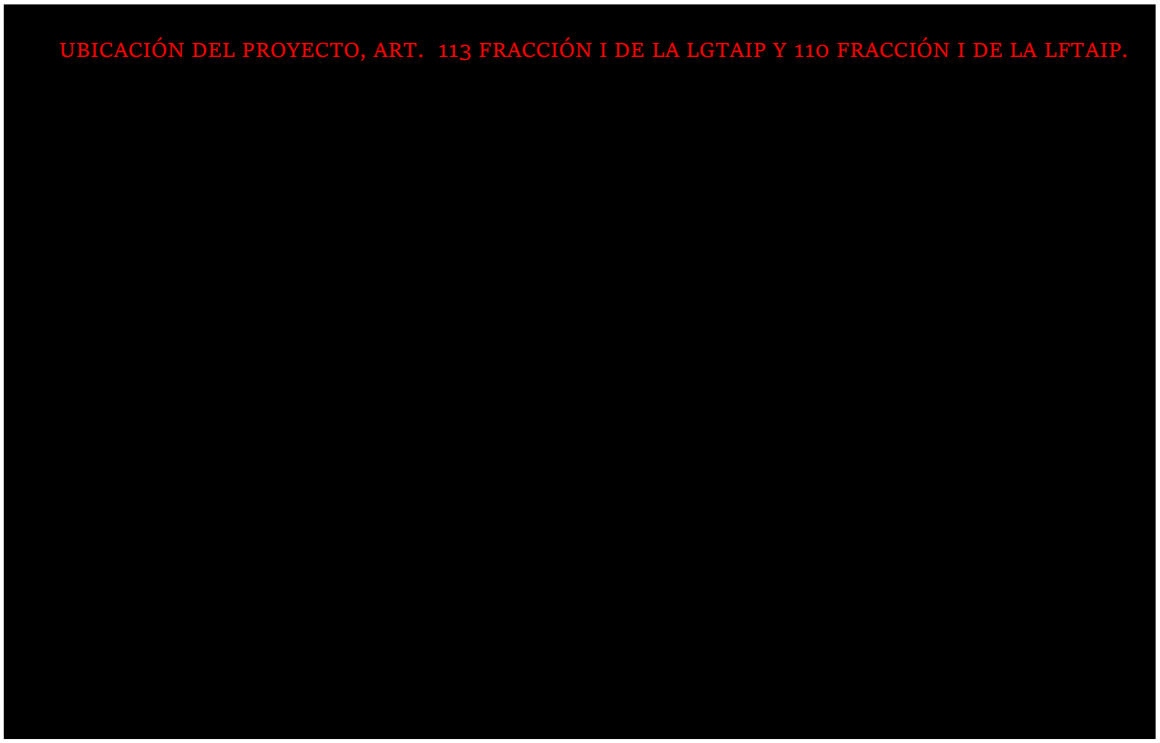
La sequía es una condición normal y recurrente del clima. Ocurre o puede ocurrir en todas las zonas climáticas, aunque sus características varían significativamente de una región a otra. Se define como un conjunto de condiciones ambientales atmosféricas de muy poca humedad que se extienden durante un periodo suficientemente prolongado como para que la falta de lluvias cause un grave desequilibrio hidrológico y ecológico.

Otros factores climáticos como las altas temperaturas, los vientos fuertes y una baja humedad relativa están frecuentemente asociados con la sequía. Aun cuando el clima es el principal elemento de la sequía, otros factores como los cambios en el uso del suelo (la deforestación, agricultura, zonas urbanas), la quema de combustibles fósiles, las manchas solares, la ocurrencia de El Niño y otros fenómenos, afectan las características hidrológicas de la región.

Debido a que las regiones están interconectadas por sistemas hidrológicos, el impacto por sequía puede extenderse más allá de las fronteras del área con deficiente precipitación.

De acuerdo con los datos del Atlas de Riesgos del **CENAPRED**, el área del proyecto se encuentra en una zona con un peligro alto por sequía.

Figura. 30. Nivel de peligro por sequía en el área del Proyecto



C. Geología

Dentro del área del proyecto existe una unidad litoestratigráfica la cual corresponde a suelo formado por depósitos aluviales que son una masa de sedimentos detríticos que ha sido transportada y sedimentada por un flujo de arena, sedimento, grava y barro arrojado por los ríos y arroyos.

Tabla 14. Unidades litológicas presentes en el área del Proyecto

Clave	Unidad litoestratigráfica	Área del Proyecto	
		m²	ha
Q(al)	Aluvial	1,544.73	0.1544
Total		1,544.73	0.1544

C.1. Geomorfología

Un sistema de topoformas se define como un conjunto de formas de terreno asociadas entre sí según algún patrón (o patrones) estructural(es) o degradativo(s) y que además presentan un mayor grado de uniformidad paisajística en relación con la unidad jerárquica que las comprende.

Las clases de topoformas se describen con base en la elevación, aspecto, componente, origen, material de depósito, ubicación, asociación y fase.

El área del proyecto se localiza dentro de un sistema de topoformas de tipo llanura aluvial. Este sistema se caracteriza por ser la parte orográfica de fondo es un tipo de relieve que se caracteriza por presentar una notable planicie u ondulaciones leves en el paisaje.

Figura. 31. Sistema de lito estratigráfica en el área del Proyecto

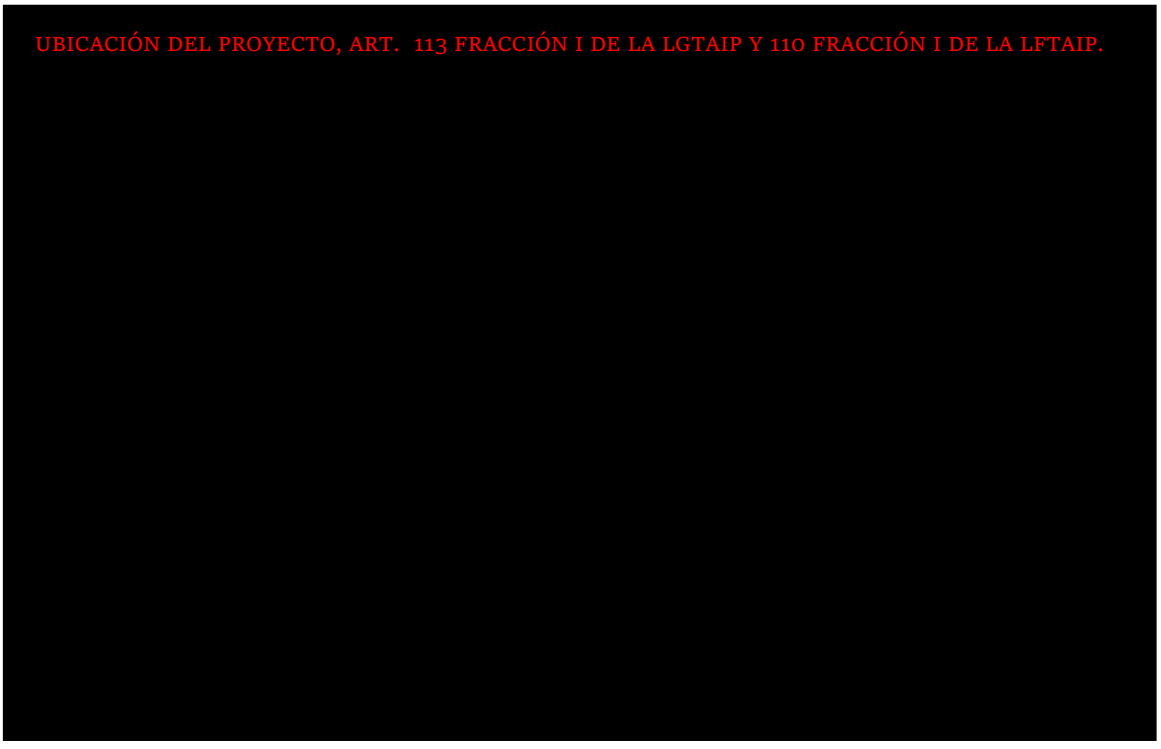
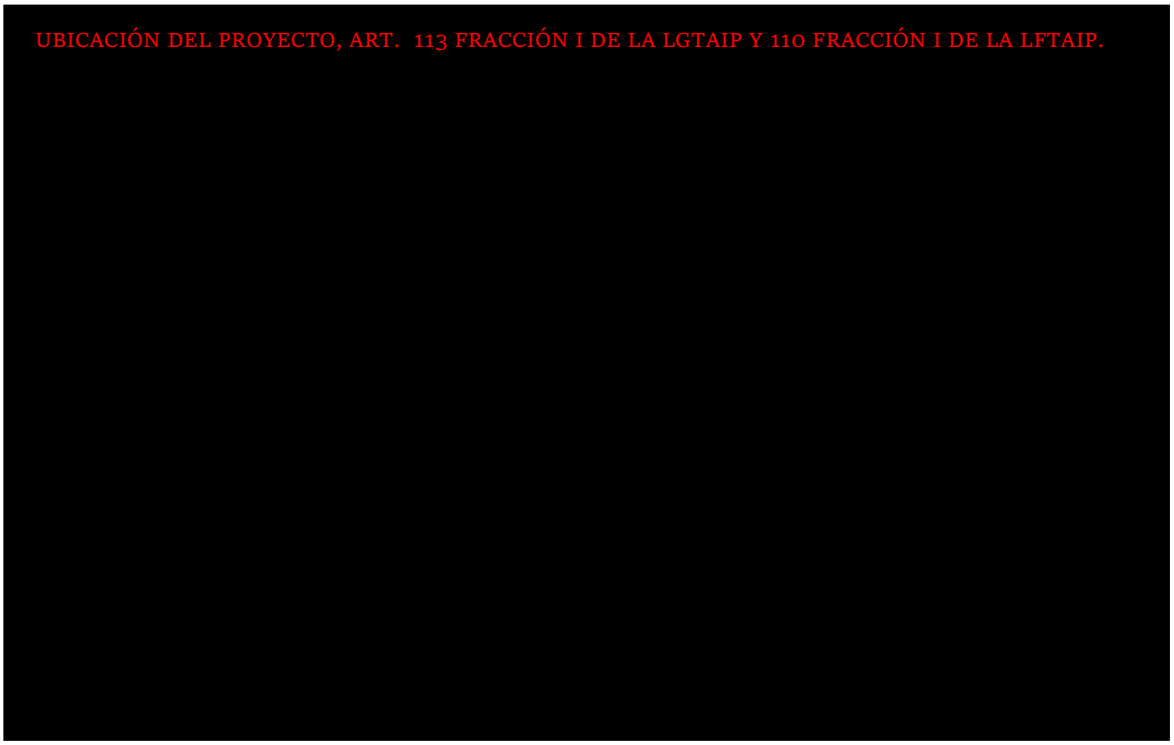


Figura. 32. Topoformas en el área del proyecto



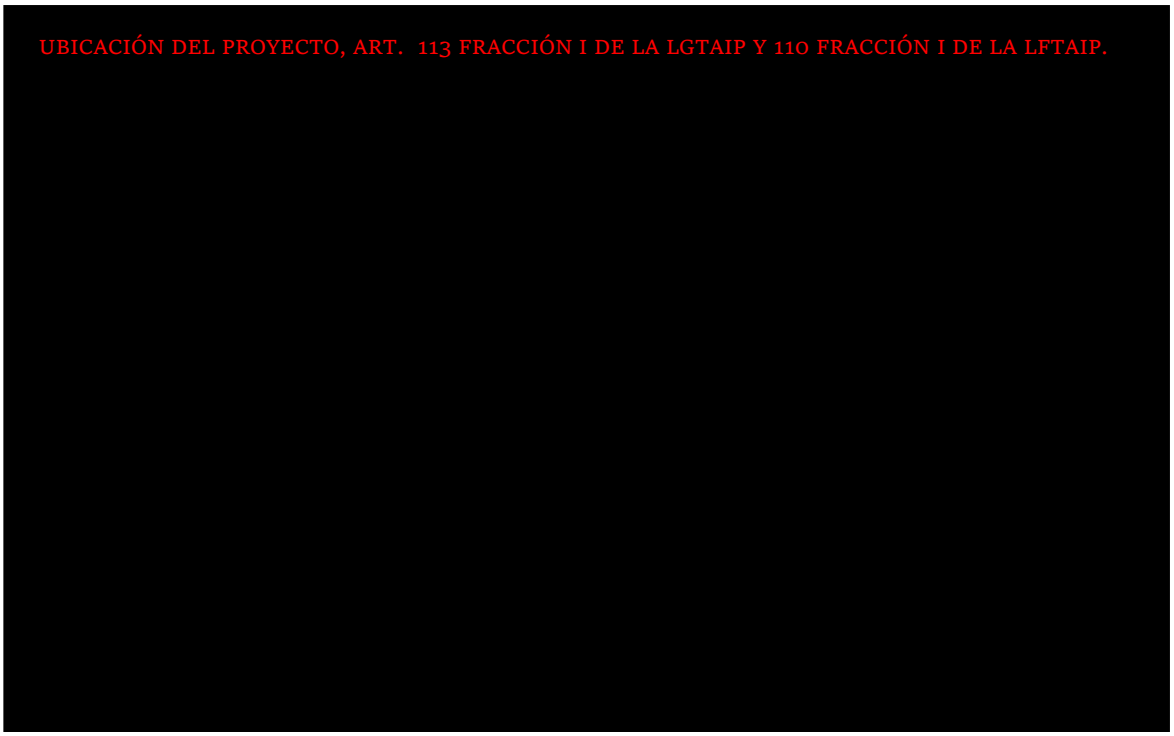
C.2. Relieve

Entre las características más importantes del relieve se encuentran las que se refieren a las elevaciones, pendientes y exposiciones del terreno que determinan las topoformas de la superficie del terreno. Algunas características tales como fallas y fracturas tectónicas son parte complementaria de la morfología de una superficie determinada.

C.1. Altitud

El área del proyecto se encuentra en una zona con elevaciones que van de los 1,500 a los 2,000 msnm.

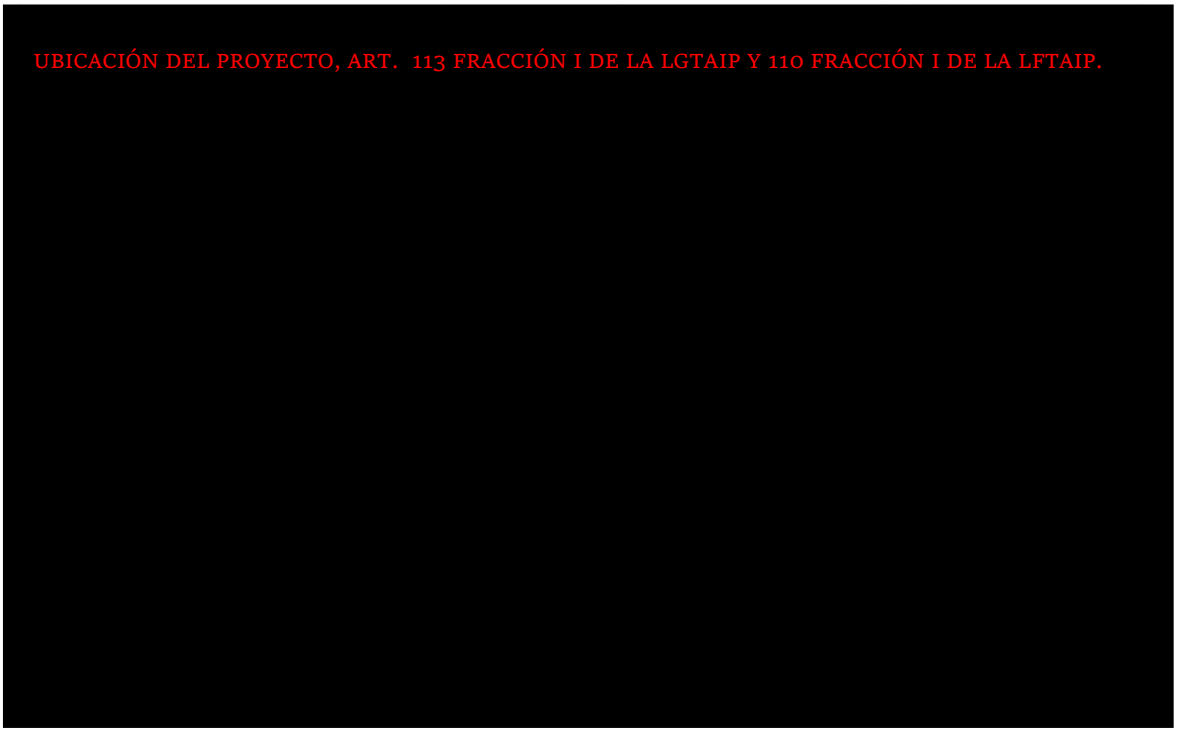
Figura. 33. Gradiente altitudinal en el área del Proyecto



C.2. Presencia de fallas y fracturas

Las fracturas pueden ser generadas por la concentración de esfuerzos en zonas de contraste composicionales (contactos de capas, cambios de facies, entre otros), por pérdida de volumen (compactación), por enfriamiento o durante una deformación contraccional o extensional. De acuerdo con el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (**INEGI),** en el área del proyecto no se observa ningún tipo de estructura geológica que pudiera comprometer el desarrollo del Proyecto**.**

Figura. 34. Ubicación del proyecto con relación a fallas y fracturas



C.3. Susceptibilidad de la zona de derrumbes, deslizamientos, flujos y movimientos

Muchos de los taludes naturales se encuentran en una condición potencialmente inestable, de manera que los movimientos y los colapsos se pueden iniciar con facilidad. Los temblores intensos junto con los procesos de erosión son causas comunes que pueden actuar en diversas formas. Probablemente el factor más importante de todos los que pueden provocar un problema de inestabilidad de laderas naturales, sea el cambio en las condiciones de contenido de agua del subsuelo.

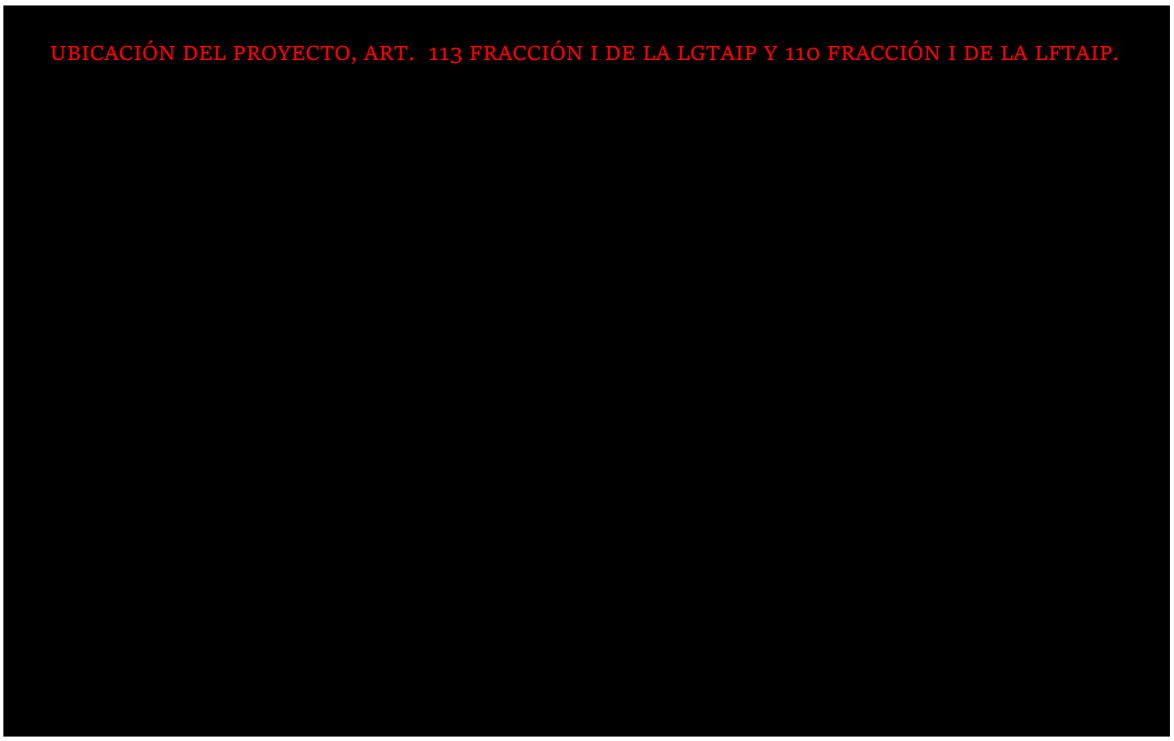
Esto puede ser generado por interferencia con las condiciones naturales de drenaje, evaporación excesiva de suelos que normalmente están húmedos o un incremento en el agua del subsuelo producido por lluvias excesivas.

Este último quizá sea el modo más común de afectar las condiciones del agua subterránea y es especialmente grave, porque las lluvias excesivas también incrementarán los escurrimientos superficiales que pueden provocar una erosión del material al pie de un talud e intensificar de este modo las tendencias al deslizamiento.

El suelo que se presenta en la zona es difícil de separase, lo cual no provocará deslizamiento.

Según la información del **CENAPRED** (2012) publicado por la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (**CONABIO**) en el mapa de riesgos por deslizamiento de laderas en México, el área del Proyecto pertenece a una región cuyo peligro por deslizamiento es muy bajo

Figura. 35. Ubicación del proyecto con relación deslizamientos de laderas



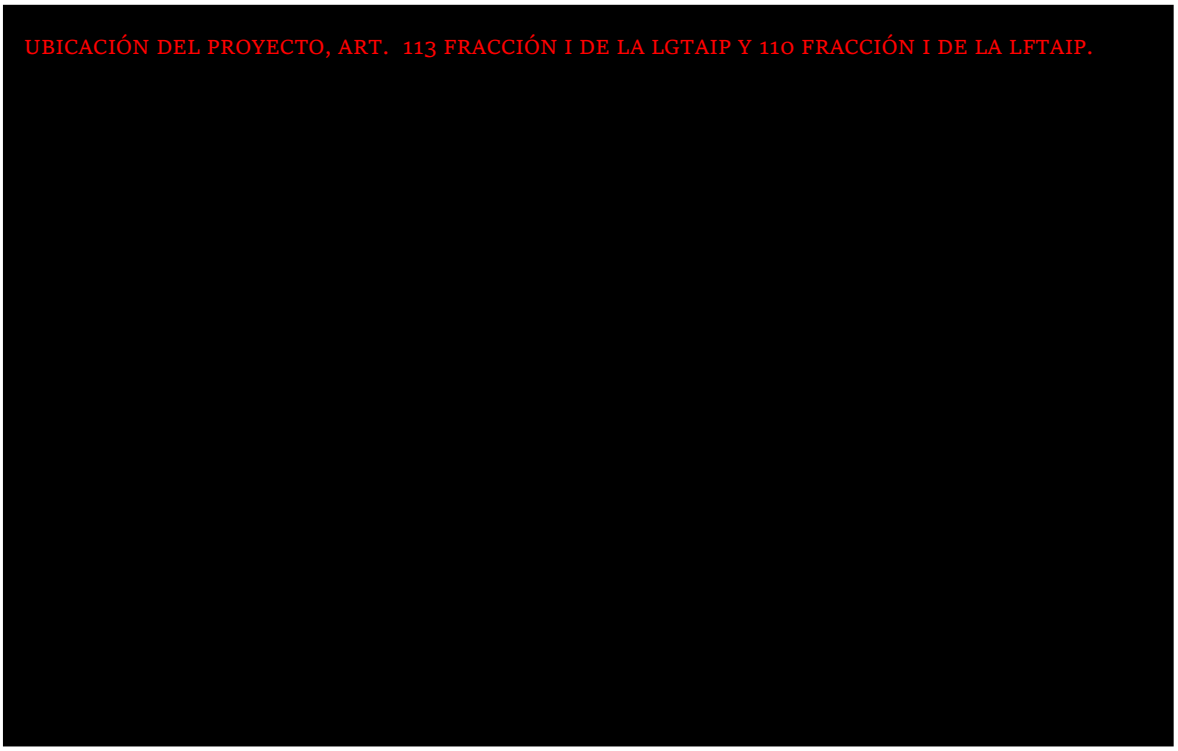
C.4. Regionalización sísmica

La regionalización sísmica de México es la caracterización de las cuatro zonas sísmicas del país, la cual se realizó con base en los registros históricos de grandes sismos, los catálogos de sismicidad y datos de aceleración del terreno como consecuencia de sismos de gran magnitud.

- *Zona A, de baja sismicidad.* No presenta registros históricos por lo que no se han reportado sismos de magnitud considerable en los últimos 80 años. Aceleración menor al 10%.
- *Zona B, de media intensidad*. Es de moderada intensidad, pero las aceleraciones no alcanzan a rebasar el 70% de la aceleración de la gravedad.

- *Zona C, de alta intensidad*. En esta zona hay más actividad que en la zona B, aunque las aceleraciones del suelo tampoco sobrepasan el 70% de la aceleración de gravedad.
- *Zona D*. Ha registrado con frecuencia grandes temblores y las aceleraciones del terreno que se esperan pueden ser superiores al 70% de gravedad.
- De acuerdo con el mapa de regionalización sísmica de México, el **AP** se localiza dentro de la zona B, lo cual implica un riesgo moderado.

Figura. 36. Regionalización sísmica en el área del Proyecto



C.5. Intensidad sísmica

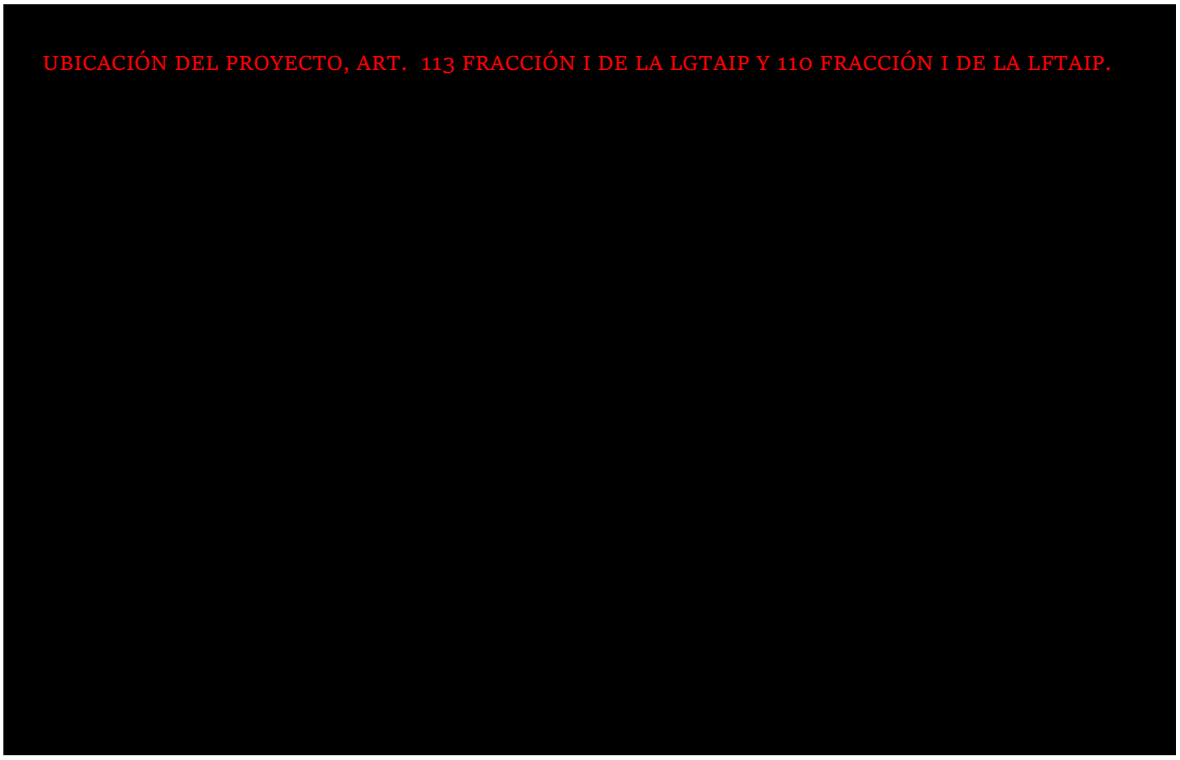
La intensidad sísmica se refiera al grado de afectación que la ocurrencia de un sismo puede tener sobre la infraestructura y las actividades humanas. Se mide a través de la escala modificada de Mercalli (Servicio Sismológico Nacional, s.f.) que se encuentra en la tabla siguiente.

La intensidad de un sismo en un lugar determinado se evalúa mediante la Escala Modificada de Mercalli y se asigna en función de los efectos causados en el hombre, en sus construcciones y en el terreno. De acuerdo con el mapa global de intensidad que representa la actividad sísmica en el país, el área del Proyecto se encuentra en un nivel de intensidad IV.

Tabla 15. Escala de Mercalli

Intensidad	Efectos
I	No es sentido, excepto por algunas personas bajo circunstancias especialmente favorables.
II	Sentido sólo por muy pocas personas en posición de descanso, especialmente en los pisos altos de los edificios. Objetos delicadamente suspendidos pueden oscilar.
III	Sentido muy claramente en interiores, especialmente en pisos altos de los edificios, aunque mucha gente no lo reconoce como un terremoto. Automóviles parados pueden balancearse ligeramente. Vibraciones como el paso de un camión. Duración apreciable.
IV	Durante el día sentido en interiores por muchos, al aire libe por algunos. Por la noche algunos despiertan. Platos, ventanas y puertas agitados; las paredes crujen. Sensación como si un camión pesado chocara contra el edificio. Automóviles parados se balancean apreciablemente.
V	Sentido por casi todos, muchos se despiertan. Algunos platos, ventanas y similares rotos; grietas en el revestimiento en algunos sitios. Objetos inestables volcados. Algunas veces se aprecia balanceo de árboles, postes y otros objetos altos. Los péndulos de los relojes pueden pararse.
VI	Sentido por todos, muchos se asustan y salen al exterior. Algún mueble pesado se mueve; algunos casos de caída de revestimientos y chimeneas dañadas. Daño leve.
VII	Todo el mundo corre al exterior. Daño insignificante en edificios de buen diseño y construcción; leve a moderado en estructuras comunes bien construidas; considerable en estructuras pobremente construidas o mal diseñadas; se rompen algunas chimeneas. Notado por algunas personas que conducen automóviles.
VIII	Daño leve en estructuras diseñadas especialmente para resistir sismos; considerable, en edificios comunes bien construidos, llegando hasta el colapso parcial; grande, en estructuras de construcción pobre. Los muros de relleno se separan de la estructura. Caída de chimeneas, objetos apilados, postes, monumentos y paredes. Muebles pesados volcados. Expulsión de arena y barro en pequeñas cantidades. Cambios en pozos de agua. Cierta dificultad para conducir automóviles.
IX	Daño considerable en estructuras de diseño especial; estructuras bien diseñadas pierden la vertical; daño mayor en edificios sólidos, colapso parcial. Edificios desplazados de los cimientos. Grietas visibles en el suelo. Tuberías subterráneas rotas.
X	Algunas estructuras bien construidas en madera se destruyen; la mayoría de las estructuras de mampostería y marcos destruidas incluyendo sus cimientos; suelo muy agrietado
XI	Pocas o ninguna obra de albañilería quedan en pie. Puentes destruidos. Anchas grietas en el suelo. Tuberías subterráneas completamente fuera de servicio. La tierra se hunde y el suelo se desliza en terrenos blandos. Rieles muy retorcidos.
XII	Destrucción total. Se ven ondas sobre la superficie del suelo. Líneas de mira (visuales) y de nivel deformadas. Objetos lanzados al aire.

Figura. 37. Intensidad sísmica con respecto a la ubicación del área del Proyecto



C.6. Edafología

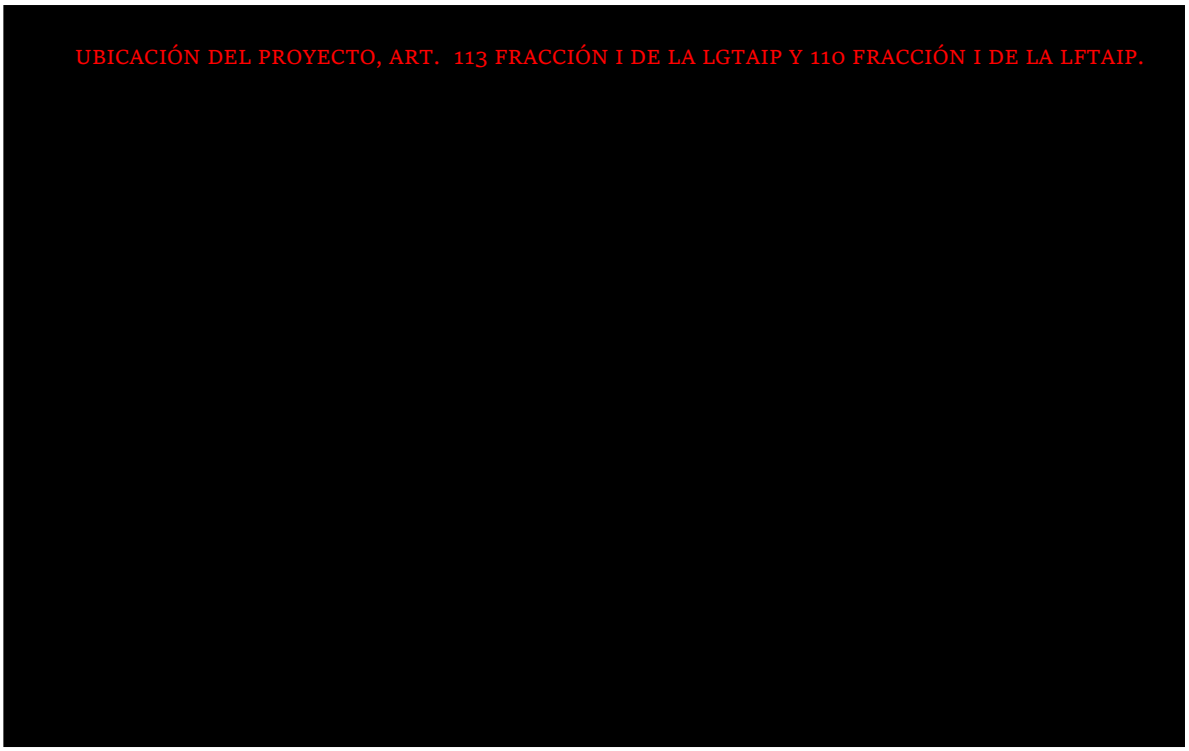
Existen diferentes sistemas de clasificación de suelo, para el presente proyecto se utilizó la cartografía de **INEGI**, escala 1: 17,000, a partir de la cual se obtuvo que en el área del Proyecto existe solo una unidad de suelo: Vertisol mázico. En la siguiente figura se presenta la ubicación del área del Proyecto con respecto a los tipos de suelo.

El suelo tipo Vertisol mázico es de lugares con climas templados y cálidos, especialmente de zonas con una marcada estación seca y otra lluviosa. La vegetación natural va de selvas bajas a pastizales y matorrales. Se caracterizan por su estructura masiva y dura o muy dura en los 20 cm superiores del horizonte, la cual es expandible en húmedo formando superficies de deslizamiento llamadas facetas y que por ser colapsables en seco pueden formar grietas en la superficie o a determinada profundidad.

Tabla 16. Unidades edafológicas en el área del Proyecto

Clave según clasificación WRB	Tipo de suelo	Área del Proyecto	
		m²	ha
VRmzpe/3	Vertisol	1,544.73	0.1544
Total		1,544.73	0.1544

Figura. 38. Unidades edafológicas presentes en el área del **Proyecto.**



D. Hidrología superficial

El área del Proyecto se localiza en la Región Hidrológica 12 Lerma Santiago, en la subcuenca Río Apaseo. La Región Hidrológica Lerma Santiago corresponde a una de las vertientes interiores más importantes del país y tiene una extensión de 132,916 km^2. Cubre el 21.52% de la superficie estatal, drenando las aguas del suroeste de la entidad hacia el río Lerma, para posteriormente verter sus aguas al Océano Pacífico. Las cuencas de esta región hidrológica y la porción del territorio estatal que cobijan son: Río Laja (19.42%) y Río Lerma-Toluca (1.78%).

Dentro del área del Proyecto no se identificaron cuerpos de agua, dentro del área del Sistema Ambiental se encuentran 6 cauces menores de índole intermitente.

E. Hidrología subterránea

El área del Proyecto se encuentra en el acuífero Laguna Seca el cual tiene una extensión de **2500 km^2**, se ubica en del estado de Guanajuato, dentro de los municipios Dolores Hidalgo, Dr. Mora, San Diego de la Unión, San José Iturbide, San Luis de la Paz

De acuerdo con la Ley Federal de Derechos en Materia de Agua 2015, el acuífero se clasifica en una zona sin disponibilidad 1.

En la zona de la Laguna Seca no se cuenta con ningún distrito, únicamente con unidades de riego incorporadas con Acta Constitutiva: a Nivel Municipio: San Luis de la Paz con 189 Unidades de Riego y 274 obras, San José Iturbide con 136 Unidades de Riego y 171 obras, Dr. Mora con 31 Unidades de Riego y 74 obras, San Diego de la Unión con 36 Unidades de Riego y 49 obras.

Los sistemas de agua potable ubicados en las cabeceras municipales de Dr. Mora, San Luis de la Paz, San José Iturbide y San Diego de la Unión son los mayores usuarios de aguas subterráneas.

Tabla 17. Disponibilidad de agua subterránea en el acuífero Valle de Celaya.

Acuífero	Disponibilidad media anual (hm^3/año)	Recarga total media anual (R) (hm^3/año)	Descarga natural comprometida (DNC) (hm^3/año)	Volumen de extracción de áreas subterráneas (VEAS) (m^3 anuales)	Déficit (m^3 anuales)
Laguna Seca	-26.0566	128.5	0.0	160,346,080	-31,846,080

III.2.- Componentes bióticos

A. Vegetación terrestre y fauna silvestre

La vegetación es la principal porción biótica visible dentro del paisaje, concibiendo al paisaje como la interacción de factores bióticos y abióticos. Estas comunidades se definen a través de su composición florística y su fisionomía, que procede de la forma de vida (biotipo) de sus especies dominantes, sumado a los factores climáticos, edáficos y bióticos del medio. Así sus componentes proporcionan particularidad al medio, dándole un comportamiento fenológico sucesional a lo largo del año (Miranda y Hernández, 2014).

Derivado del uso de suelo predominante en el área del Proyecto se encuentran superficies totalmente transformadas respecto a su composición florística original, principalmente por el desarrollo de

actividades agrícolas, por lo que no es necesario llevar a cabo un muestreo detallado de la zona, ya que las especies presentes pertenecen a cultivos o bien, a áreas perturbadas. En la figura siguiente se observa la imagen satelital del área del Proyecto en 2022 obtenida en Google Earth y puede apreciarse como las zonas circundantes corresponden a campos de cultivo, el cual tiene un uso completamente agrícola.

Figura. 39. Fotografías del predio donde se construirá el proyecto



III.3.- Zonas vulnerables

De conformidad a lo señalado en la guía de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos (ARSH), para identificar las zonas vulnerables de población, componentes ambientales, infraestructura y uso de suelo, se realizará en un radio de 500 metros a partir de los límites del área del Proyecto. Cabe señalar que dentro de este radio existen zonas vulnerables para las personas que laboran en las estructuras de los ranchos cercanos, las más cercanas se indican en la tabla siguiente, sin embargo, el personal más cercano diferente al proyecto es el que trabaja dentro de la planta de la empresa **AGRIZAR.**

Figura. 40. Zonas vulnerables del Proyecto

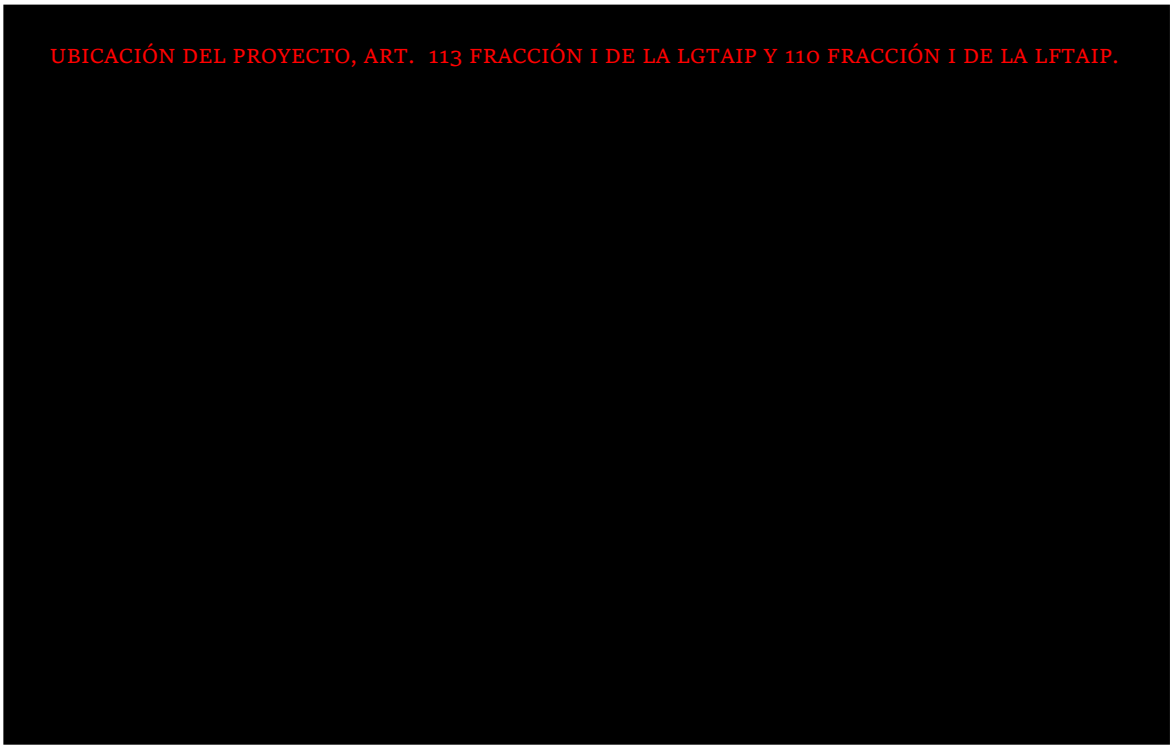


Tabla 18. Inventario de zonas vulnerables

Asenamiento	Nombre/ Descripción	Municipio	Número de habitantes/trabajadores	Distancia al proyecto (m)	Ubicación (N, S, E, O, SE, NO, SO, NE)
N/D	N/D	San Luis de la Paz	N/D	383.79	W

Tabla 19. Proximidades con infraestructura para un radio de 500 m

Elemento	Descripción	Distancia al proyecto (m)	Ubicación (N,S,E,O,SE,NO,SO, NE)
Camino	Sin Pavimento	14.36	E
Camino	Sin Pavimento	119.04	E
Camino	Sin Pavimento	434.88	NE
Línea de transmisión	L.T. Las Delicias - Santa Fe, Categoría 2	247	W

Elemento	Descripción	Distancia al proyecto (m)	Ubicación (N,S,E,O,SE,NO,SO, NE)
Línea de transmisión	L.T. Chipilo - La Soledad, Categoría 1	325.72	W
Camino	Sin Pavimento	465.44	NW

Figura. 41. Cruces de infraestructura del proyecto en un radio de 500 m

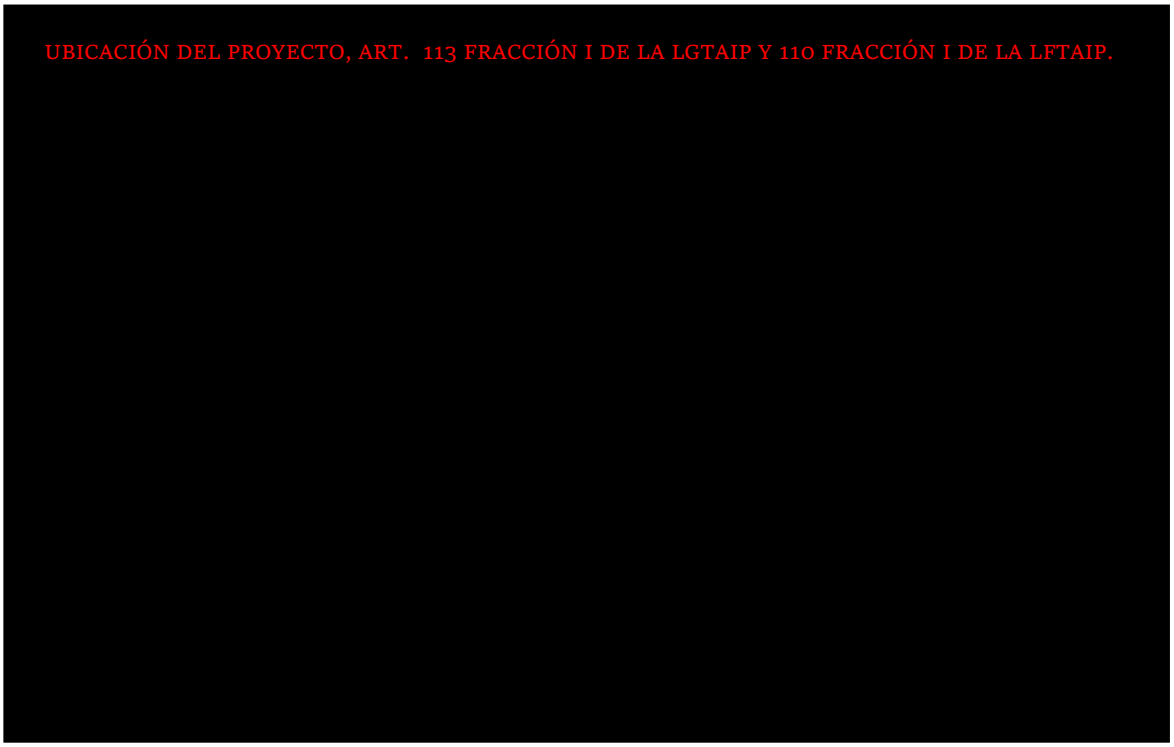


Tabla 20. Uso de suelo para un radio de 500 m

Localización	Tipo de uso de suelo	Descripción
Norte	Agricultura de temporal anual	Tipo de agricultura en donde el ciclo vegetativo de los cultivos que se siembran depende del agua de lluvia, por lo que su éxito depende de la precipitación
Noreste	Agricultura de riego anual y semipermanente	Tipo de agricultura en donde el ciclo vegetativo de los cultivos que se siembran depende del agua de lluvia, por lo que su éxito depende de la precipitación
Noreste	Agricultura de temporal anual	No forman parte de la cobertura vegetal

Localización	Tipo de uso de suelo	Descripción
Sureste	Agricultura de riego anual y semipermanente	Tipo de agricultura en donde el ciclo vegetativo de los cultivos que se siembran depende del agua de lluvia, por lo que su éxito depende de la precipitación
Sureste	Agricultura de temporal anual	No forman parte de la cobertura vegetal
Suroeste	Agricultura de riego anual y semipermanente	Tipo de agricultura en donde el ciclo vegetativo de los cultivos que se siembran depende del agua de lluvia, por lo que su éxito depende de la precipitación
Sur	Agricultura de temporal anual	Tipo de agricultura en donde el ciclo vegetativo de los cultivos que se siembran depende del agua de lluvia, por lo que su éxito depende de la precipitación
Sur	Agricultura de riego anual y semipermanente	No forman parte de la cobertura vegetal
Noroeste	Agricultura de temporal anual	Tipo de agricultura en donde el ciclo vegetativo de los cultivos que se siembran depende del agua de lluvia, por lo que su éxito depende de la precipitación

A.- Densidad poblacional

La densidad de población es la cantidad de personas que en promedio habitan por unidad de superficie, usualmente en kilómetros cuadrados.

Para obtener el presente mapa, se recabó la información del marco geoestadístico nacional 2020 y los datos de población registrados en el CENSO de Población y Viviendo 2020 ambos del **INEGI**, pero se puede visualizar que no existe una localidad urbana o rural ubicada en el área del proyecto y área de afectación (radio de 500 metros)

Figura. 42. Densidad poblacional



IV.- ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

IV.1.- Análisis Preliminar de Peligros

El **HAZID** (Hazardad Identification) es una herramienta que nos permite identificar peligros laborales dentro y fuera de una instalación. Esta herramienta nos permite estudiar los riesgos desde el inicio de un diseño o construcción, de tal manera que nos permita reducir y evitarlos con tiempo antes de que se conviertan en riesgos potenciales y causar gastos fuera de lo planificado.

Es de suma importancia contar con la información de la infraestructura donde se aplica el **HAZID**, el clima y datos geográficos puesto que estos suelen ser el origen de peligros externos. Los resultados obtenidos y los peligros que sean identificados nos permitirán cumplir con los requisitos en materia de Seguridad e Higiene y Medio Ambiente. Esta técnica hace uso de la experiencia y habilidades de un grupo multidisciplinario que evaluara los peligros o problemas operacionales que puedan llegar a su citarse a futuro.

Las premisas para el estado actual del sistema de compresión y distribución de GN nos permiten contemplar el uso de alguno de los dos tipos de **HAZID**; Conceptual y/o Detallado.

HAZID Conceptual: este estudio es llevado a cabo al inicio del proyecto donde se describe y analiza factores tales como presupuesto, accesibilidad al sitio, planificación de procesos, poblaciones y medios bióticos etc. de la ubicación donde se encuentra la instalación.

La información disponible en esta etapa es mínima pero es de suma importancia contar con los siguientes documentos para una mejor identificación de riesgos:

- Costos y cotizaciones de inversión: estos documentos nos serán de gran aporte para ver las limitaciones del proyecto y con esto los recursos que se contaran para la ingeniería, construcción y puesta en marcha de la instalación, la falta de activos con lleva a tomar actitudes no profesionales e indicios de riesgos.
- Planes de Desarrollo de campo.
- Legislación aplicable.
- Regulaciones ambientales.
- Estándares de la Compañía de relevante aplicación
- Política operativa de la compañía
- Conocimientos del Plan de respuesta emergencia que será de ayuda para poder tener orientación y conocimiento de las rutas de evacuación en caso de emergencia, así mismo los cronogramas deberán ser estudiados para garantizar la seguridad del área y el personal involucrado en este. Información detallada del Diseño, tecnología e instrumentos requeridos por la empresa a implementar: es de suma importancia pues con la ayuda de estos documentos se cumplirá con las normas establecidas al momento de empezar la construcción del diseño por ejemplo sistemas de seguridad, paneles antiexplosivos, de acero inoxidable, PLC de control de proceso, etc

Conocimiento de Normas establecidas en la construcción de instalaciones industriales que manejen sustancias altamente riesgosas lo cual es indispensable y urgente el cumplimiento de actividades de la instalación y su ejecución en orden para reducir los riesgos de accidente que afectarán a los trabajadores.

HAZID Detallado: es aplicado una vez que el proyecto ya ha comenzado, aquí se toma como referencia los riesgos y parámetros que existen en este actualmente. Durante las sesiones se busca considerar los factores externos que pueden afectar la instalación tales como seguridad, medio ambiente y entorno en el que se encuentra esta al momento de desarrollar operaciones,

mantenimiento o ejecutar un proceso. Los documentos que se consideran relevantes para el desarrollo del **HAZID** detallado son:

- Diagrama de flujo.
- Balances de masa para cada diseño opcional.
- Planos de la planta.
- Descripción de los procesos incluyendo todas las operaciones proyectadas.
- Descripción del proyecto, incluyendo todas las opciones, problemas de ciclo de vida y flexibilidad planificada de la planta.
- Estrategias de seguridad: análisis para garantizar la estabilidad de las estrategias, evaluaciones y medidas de seguridad aplicadas, pues una debilidad en ellas afectara a las desarrolladas actualmente poniendo en riesgos al personal involucrado.
- Sistemas de seguridad pasivos y activos que serán contemplados en la instalación.

En ambos tipos de estudios **HAZID** el resultado esperado es encontrar las modificaciones y mejoras de operación, construcción, diseño que sean necesarias para administrar los riesgos. En el desarrollo del análisis **HAZID** conceptual y detallado para el sistema de compresión y distribución, el equipo de especialistas en conjunto, realizó un listado potencial de las actividades y sus consecuencias para crear peligros que puedan surgir, así como mencionar las salvaguardas con las que se cuenta y que protegen contra la actividad analizada. Los posibles factores de peligros normalmente usados fueron: condiciones ambientales del sitio, diseños menores a los requeridos en la ingeniería, incumplimientos normativos, impacto social internos y externos de la empresa, desviaciones fuera de operación normal del proceso, condiciones o riesgos adyacentes a la instalación. Sin embargo, pueden utilizarse otros parámetros, según convenga al analista o grupo de trabajo.

Una vez que cada una de las situaciones de peligro fue identificada en las reuniones, el Facilitador o Líder **HAZID** recomendó al equipo de trabajo mejorar las problemáticas encontradas principalmente en los rubros de inadecuada protección de seguridad, diseños de ingeniería, diseño constructivo o incumplimiento normativo, usualmente se recomendó tomar algunas acciones dirigidas a reducir el riesgo por severidad de la desviación potencial identificada, asegurando que estos peligros identificados fueran debidamente entendidos por todos los miembros del grupo multidisciplinario para lograr una adecuada administración de peligros con unas recomendaciones factibles para el cliente.

En el **anexo 1** del presente estudio de riesgo se presentan las hojas de trabajo del **HAZID** para el análisis preliminar de peligros.

A. Resultados del análisis HAZID

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de los peligros identificados de acuerdo al nivel de riesgo y grado de peligro obtenido, de conformidad a las desviaciones obtenidas de forma temprana en el diseño conceptual del proyecto de mayor a menor grado de peligro.

Tabla 21. Resultados HAZID por grados de peligro en la categoría o actividad

No	Categoría o actividad	Desviaciones	Peligros	FR	MR	FR	Grado de peligro analizado	Nivel de riesgo
5	Seguridad física	1.- Sabotaje, delincuencia organizada o terrorismo	1.- Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar incendio y explosión. 2.- Lesiones al personal operativo. 3.- Contaminación al ambiente por las emisiones de gases de combustión.	4	DP	3	C	12
					EP	3	C	12
					IA	3	C	12
					DIP	3	C	12
1	Impacto social	1.3. Volcadura de semirremolque de cilindros dentro de la instalación por choque o malas maniobras de acomodo.	1. Daño a los equipos de la instalación. 2. Fuga de GNC del cilindro con posible incendio o explosión 3.- Lesión a personal operativo de la instalación	4	DP	3	C	12
					EP	3	C	12
					IA	3	C	12
					DIP	3	C	12
2	Aspectos ambientales	2.4 Temperaturas extremas	1.- Incendios fuera del polígono de la instalación (Analizado en 2.1) 2.- Posible daños a los equipos. 3.- Posible fuga de gas natural con posible conato de incendio por sobrepresión en equipos y accesorios.	4	DP	3	C	12
					EP	3	C	12
					IA	3	C	12
					DIP	3	C	12
6	Ingeniería, diseño de los equipos y lineamientos constructivos de la instalación	2. Falta de señalización de seguridad e información en el área de trabajo.	1. Lesiones menores al personal operativo que amerita primeros auxilios. 2. Incumplimiento a la normatividad 3. Sanciones por parte de las autoridades	5	DP	2	C	10
					EP	2	C	10
					IA	2	C	10
					DIP	2	C	10
8			1. Lesiones al personal.	5	DP	2	C	10

No	Categoría o actividad	Desviaciones	Peligros	FR	MR	FR	Grado de peligro analizado	Nivel de riesgo
	Diseño de los equipos y sistemas de seguridad	1. Área sin protección	2. Daños a la instalación por incendio o explosión de petrolíferos		EP	2	**C**	**10**
					IA	1	**C**	**10**
					DIP	2	**C**	**10**
6	Ingeniería, diseño de los equipos y lineamientos constructivos de la instalación	4. Falta de identificación de señalización de tuberías y recipientes	1. Incumplimiento a la normatividad de seguridad. 2. Mala operación. 3. Inseguridad en equipos y personal operativo	4	DP	2	**C**	**8**
					EP	2	**C**	**8**
					IA	2	**C**	**8**
					DIP	2	**C**	**8**
7	Coordinación de trabajos entre las diferentes empresas (proveedor-suministrados-consumidor)	1. Falta de comunicación	1. Lesiones y fatalidades. 2. Daños a las instalaciones por incendio o explosión. 3. Paro de operación de las instalaciones.	4	DP	2	C	**8**
					EP	2	C	**8**
					IA	2	C	**8**
					DIP	2	C	**8**
2	Aspectos ambientales	2.3. Fuertes Vientos	1. Afectación a las instalaciones.	6	DP	1	**C**	**6**
					EP	1	**C**	**6**
					IA	1	**C**	**6**
					DIP	1	**C**	**6**
2	Aspectos ambientales	2.8. Tormentas eléctricas	1. Daño de instrumentos. 2. Daño a equipos estáticos y dinámicos. 3.- Incendio forestal (Analizado en 2.1).	6	DP	1	**C**	**6**
					EP	1	**C**	**6**
					IA	1	**C**	**6**
					DIP	1	**C**	**6**
6	Ingeniería, diseño de los equipos y lineamientos constructivos de la instalación	1. Bloqueo de rutas y pasillos de las áreas de trabajo.	1.- Lesiones menores al personal operativo que amerita primeros auxilios.	6	DP	1	**C**	**6**
					EP	1	**C**	**6**
					IA	1	**C**	**6**
					DIP	1	**C**	**6**
2	Aspectos ambientales	2.1. Incendio fuera del polígono de la instalación.	1.- Daño a los equipos por radiación adyacente en su estructura.	3	DP	2	**C**	**6**
					EP	2	**C**	**6**

No	Categoría o actividad	Desviaciones	Peligros	FR	MR	FR	Grado de peligro analizado	Nivel de riesgo
			2.- Intoxicación por humo al personal operativo. 3.- Paro de la planta. 4.- Posible incremento de la presión y temperatura de las tuberías y accesorios del sistema de descompresión.		IA	2	C	6
					DIP	2	C	6
2	Aspectos ambientales	2.6. Niebla	1. Disminución de la visibilidad. 2. Accidente vehicular.	3	DP	2	C	6
					EP	2	C	6
					IA	2	C	6
					DIP	2	C	6
2	Aspectos ambientales	2.10. Hundimientos, derrumbes y fracturas	1. Daño a las estructuras de las instalaciones	2	DP	3	C	6
					EP	3	C	6
					IA	3	C	6
					DIP	3	C	6
6	Ingeniería, diseño de los equipos y lineamientos constructivos de la instalación	5. Falta de condiciones seguras en áreas cerradas de la instalación.	1. Incomodidad del personal operativo. 2. Daño a los dispositivos electrónicos. 3. Paro de las instalaciones.	6	DP	1	C	6
					EP	1	C	6
					IA	1	C	6
					DIP	1	C	6
6	Ingeniería, diseño de los equipos y lineamientos constructivos de la instalación	6. Riesgo eléctrico	1. Lesión al personal operativo. 2. Daños a la instalación.	2	DP	3	C	6
					EP	3	C	6
					IA	3	C	6
					DIP	3	C	6
8	Diseño de los equipos y sistemas de seguridad	2. Menor al requerido por la normatividad	1. Incremento del riesgo no tolerable para la instalación. 2. Daños a la instalación por incendio y explosión de petrolíferos. 3. Multas y sanciones económicas a la empresa. 4. Incremento de la póliza de seguros y fianzas	5	DP	1	C	5
					EP	1	C	5
					IA	1	C	5
					DIP	1	C	5

No	Categoría o actividad	Desviaciones	Peligros	FR	MR	FR	Grado de peligro analizado	Nivel de riesgo
			5.- Lesiones al personal					
2	Aspectos ambientales	2.2. Lluvias Torrenciales	1.- Inundación de las instalaciones con afectación a los equipos 2.- Falla en el suministro de energía eléctrica 3.- Bloqueo temporal al acceso a la instalación	4	DP	1	D	4
					EP	1	D	4
					IA	1	D	4
					DIP	1	D	4
6	Ingeniería, diseño de los equipos y lineamientos constructivos de la instalación	3.- Falta de identificación de los equipos de operación (TAG)	1. Mala operación. 2. Condiciones inseguras de operación	4	DP	1	D	4
					EP	1	D	4
					IA	1	D	4
					DIP	1	D	4
1	Impacto social	1.2. Falta de recursos de apoyo externo en materia de protección civil	1. Imposibilidad de comunicación con la población. 2. Incumplimientos en los planes de emergencia de protección civil	3	DP	1	D	3
					EP	1	D	3
					IA	1	D	3
					DIP	1	D	3
2	Aspectos ambientales	2.9. Ciclones y huracanes	1. Afectación a las instalaciones.	3	DP	1	D	3
					EP	1	D	3
					IA	1	D	3
					DIP	1	D	3
2	Aspectos ambientales	2.11. Fauna nociva	1. Obstrucción de líneas y equipos por la invasión de fauna externa a la instalación	3	DP	1	D	3
					EP	1	D	3
					IA	1	D	3
					DIP	1	D	3
2	Aspectos ambientales	2.7. Sismo de intensidad mayor a 6.0 grados escala de Richter	1. Posibles fracturas en la estructura de la instalación. 2. Fractura de tuberías con posible fuga de gas natural con incendio o explosión.	1	DP	3	D	3
					EP	3	D	3
					IA	3	D	3
					DIP	3	D	3

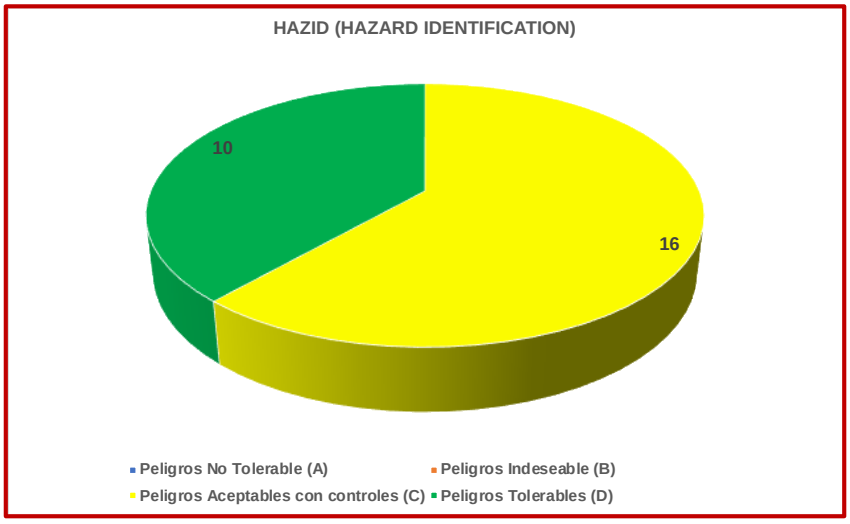
No	Categoría o actividad	Desviaciones	Peligros	FR	MR	FR	Grado de peligro analizado	Nivel de riesgo
2	Aspectos ambientales	2.5. Alta humedad en el ambiente	1. Daños a la conexión de los instrumentos de control. 2. Incremento en la corrosión de líneas u equipos. 3.- Daños a las cámaras de seguridad de circuito cerrado.	1	DP	2	D	2
					EP	2	D	2
					IA	2	D	2
					DIP	2	D	2
1	Impacto social	1.1 Falta de información a la población de las actividades de la instalación	1. Bloqueos de las instalaciones. 2. Posibles inspecciones o auditorias por parte de la autoridad	1	DP	1	D	1
					EP	1	D	1
					IA	1	D	1
					DIP	1	D	1
2	Aspectos ambientales	2.12. Inundación	1. Inundación de las instalaciones con afectación a los equipos 2. Falla en el suministro de energía eléctrica 3. Bloqueo temporal al acceso a la instalación	1	DP	1	D	1
					EP	1	D	1
					IA	1	D	1
					DIP	1	D	1
4	Proximidad con centros de población	1.- Siniestro dentro de la instalación que afecte a los centros de población.	1. Posible afectación a la población de las cercanías del centro urbano por radiación o sobrepresión. 2. Contaminación al ambiente por emisión de gases de combustión. 3.- Paro de la instalación.	1	DP	1	D	1
					EP	1	D	1
					IA	1	D	1
					DIP	1	D	1
3	Interacción con las vías de comunicación	1. Afectación al camino de acceso para los invernaderos de AGRIZAR.	Ningún peligro observado					

Cabe señalar que con base en los resultados obtenidos de la metodología **HAZID** (Hazard Identification), se tienen un total de 26 desviaciones con diferentes peligros que existe la probabilidad de ocurrencia si estos no son considerados en el diseño e ingeniería del proyecto, su clasificación de peligros queda de la siguiente manera:

- **Peligros No Tolerable (A):** No se identificaron ningún tipo de peligros en esta categoría para el **proyecto**.

- **Peligros Indeseable (B):** el único peligro indeseable es el determinado por la seguridad física debido a acciones de sabotaje, delincuencia organizada o terrorismo, que es un agente externo que se existe la probabilidad de ocurrencia por la ubicación física del **proyecto**.
- **Peligros Aceptables con controles (C):** Se obtuvieron 15 desviaciones de diferentes actividades desde impacto social, aspectos ambientales, ingeniería, diseño de los equipos y lineamientos constructivos de la instalación, coordinación de trabajos entre las diferentes empresas (proveedor-suministrados-consumidor) y diseño de los equipos y sistemas de seguridad. Los cuales pueden reducir su categoría si en el diseño del proyecto se cumple con las disposiciones de la normatividad y estándares nacionales e internacionales aplicables a los diferentes equipos, tuberías válvulas, soldaduras, recipientes a presión, entre otros, así como a las condiciones meteorológicas, los fenómenos hidrometeorológicos y geológicos prevalecientes en el sitio del **proyecto.**
- **Peligros Tolerables (D):** Se obtuvieron 10 desviaciones de diferentes actividades desde impacto social, aspectos ambientales, proximidad con centros de población, ingeniería, diseño de los equipos y lineamientos constructivos de la instalación, los cuales existe la probabilidad de su ocurrencia, pero son de baja magnitud e intensidad que no requieren de controles específicos, pero si deben ser fortalecidos y considerados en los criterios de diseño y desarrollo de la ingeniería del Proyecto.

Figura. 43. Tipos de peligros identificados en el HAZID



IV.2.- Antecedentes de accidentes e incidentes en proyectos similares

El ámbito de aplicación de esta metodología observa una utilidad, principalmente, para el establecimiento de posibles riesgos en un sistema como el que manejamos en el proyecto; además, sirve para hacer una aproximación cuantitativa de la frecuencia de determinados tipos de accidentes, en caso de disponerse de una base estadística suficientemente representativa. La principal ventaja en el uso de esta metodología de análisis de riesgo ambiental es que el establecimiento de una hipótesis de accidentes se basa en casos reales. De esa forma, a continuación, se procede al planteamiento y desarrollo del análisis histórico de accidentes, tomando como marco de referencia los siniestros acontecidos tanto internacional como nacionalmente, conforme los siguientes puntos:

Marco General

Las actividades del sector hidrocarburos como el transporte o manejo de sustancias como el gas natural, en todo proceso industrial que esta intervenga tiene cierto margen de riesgo que puede estar vinculado a manifestaciones de eventos no deseados como incendios o explosiones (derivados de fugas e ignición) y otros factores como los siguientes:

a. Inadecuado control de calidad de los componentes mecánicos del sistema de operación tales como bridas, empaques en válvulas y en los puntos de inicio y final.

b. La frecuencia, continuidad y características de los programas de verificación y mantenimiento preventivo y correctivo.

c. La eficiencia y rapidez de respuesta para el control de emergencias, de acuerdo con los planes de Seguridad Industrial y Protección Ambiental.

En lo referente al control de calidad de los componentes mecánicos del sistema de operación, esto representa para el **Proyecto** en estudio un abatimiento del nivel de riesgo muy importante, debido a que la mayor parte de los materiales manejados en la industria de hidrocarburos, han demostrado cumplir con los estándares de calidad más importantes establecidos por la Internacional Standard Organization (ISO), lo que generalmente resulta en nulas fallas en materiales y equipos de operación.

Debido a que el promovente operará este sistema, estará atento a realizar con frecuencia, y continuidad los programas de verificación y mantenimiento preventivo y correctivo, así como una oportuna y eficaz atención y respuesta para el control de emergencias a partir de la implementación de programas de Seguridad Industrial y Protección Ambiental y/o con la adopción de estándares de calidad cada vez más exigentes; sin embargo, pudieran persistir problemas, aunque en pequeña proporción, lo que provoca que existan factores extrínsecos a las labores y actividades de operación

que pudieran derivar en problemas de accidentes. A pesar de que la industria del sector hidrocarburos tiene un registro de accidentes inferior al de otras actividades industriales, ésta es considerada de alto riesgo. Para el caso de México, los accidentes con gas natural han ocurrido en su mayoría en gasoductos, dichos eventos pusieron de manifiesto el alto grado de consecuencias derivadas de las manifestaciones del riesgo implícito que lleva la operación y manejo de sistemas que contienen el combustible mencionado.

Estadística General de Accidentes

Conforme datos publicados por la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente en su página electrónica de internet (www.profepa.gob.mx), el análisis estatal y anual de accidentes en la República Mexicana, para el período 2000 - 2014, presenta la siguiente estadística.

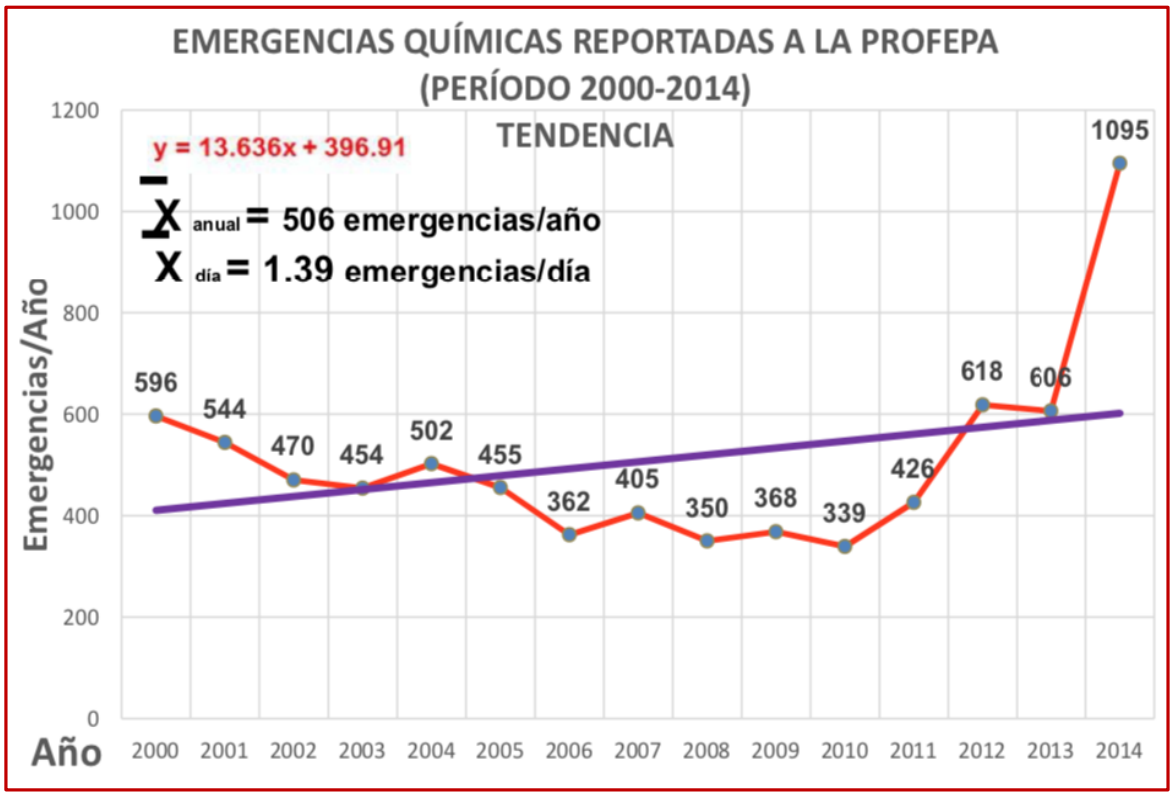
Tabla 22. Emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (período 200-2014)

Estado	Año															Total	
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Eventos	%
Veracruz	143	83	73	94	118	85	63	65	44	46	45	57	90	76	123	1205	15.88
Tabasco	98	93	92	60	65	63	46	59	26	29	9	12	20	24	95	791	10.42
Tamaulipas	10	33	30	41	44	32	44	44	58	36	23	22	34	42	63	556	7.33
Guanajuato	31	34	6	14	6	9	11	16	24	26	25	14	33	53	237	539	7.10
Campeche	39	41	41	48	116	38	5	10	2	4	2	6	6	5	12	375	4.94
México	25	19	19	21	8	23	15	11	14	12	21	17	35	51	59	350	4.61
Oaxaca	18	19	17	19	18	23	29	22	24	19	16	21	30	21	29	325	4.28
Puebla	12	16	20	30	11	19	8	7	7	22	20	28	25	23	62	310	4.08
Nuevo León	18	21	25	4	7	5	16	9	14	20	25	24	30	28	35	281	3.70
Sonora	13	15	4	6	13	15	10	18	12	4	9	20	55	29	37	260	3.43
Chiapas	21	21	32	20	13	21	13	18	14	12	8	4	13	3	9	222	2.92
Jalisco	19	8	5	8	2	13	11	11	7	11	18	13	30	24	38	218	2.87
Hidalgo	22	20	13	8	8	11	8	7	9	9	8	16	17	22	32	210	2.77
Ciudad de México	14	3	4	7	16	19	11	9	6	12	9	13	15	34	34	206	2.71
Chihuahua	4	8	3		1	6	13	13	12	8	10	20	24	29	35	186	2.45

Estado	Año															Total	
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Eventos	%
Coahuila	25	19	12	9	7	6	7	5	6	14	8	18	15	10	10	171	2.25
Baja California	7	10	10	2	2	4	5	11	2	6	7	20	23	23	17	149	1.96
Michoacán	11	14	13	11	7	3	7	6	6	6	12	9	15	10	13	143	1.88
San Luís Potosí	11	16	17	13	2	17	2	8	7	7	5	9	8	8	9	139	1.83
Querétaro	9	3	5	6	6	1	6	9	7	11	10	11	13	10	27	134	1.77
Sinaloa	6	5	9	3	2	2	2	5	4	3	4	13	16	21	34	129	1.70
Zacatecas	2	4	3	3	1	8	4	10	5	9	15	11	15	13	22	125	1.65
Yucatán	3	5	2	7	7	2	4	5	6	7	4	8	13	8	8	89	1.17
Durango	5	10	4	3	5	9	1	9	4	0	3	4	8	5	8	78	1.03
Morelos	8	1	1	2	5	1	4	4	5	7	4	5	4	8	6	65	0.86
Tlaxcala	6	7	1	0	1	6	4	4	1	2	1	8	7	6	10	64	0.84
Guerrero	2	3	0	5	4	2	2	1	6	7	3	8	3	5	6	57	0.75
Baja California Sur	0	5	0	3	0	0	0	1	6	4	7	8	6	6	4	50	0.66
Aguascalientes	4	5	3	1	1	1	1	0	3	8	3	2	2	2	7	43	0.57
Colima	2	0	2	2	4	4	4	2	4	5	1	0	3	2	8	43	0.57
Nayarit	5	3	1	4	0	4	3	3	2	0	0	3	5	3	5	41	0.54
Quintana Roo	3	0	3	0	2	3	3	3	3	2	4	2	5	2	1	36	0.47
Total	**596**	**544**	**470**	**454**	**502**	**455**	**362**	**405**	**350**	**368**	**330**	**426**	**618**	**606**	**1095**	**7590**	**100.00**
Evento/Día	**1.63**	**1.49**	**1.29**	**1.24**	**1.38**	**1.25**	**0.99**	**1.11**	**0.96**	**1.01**	**0.93**	**1.17**	**1.69**	**1.66**	**3.00**	**1.39**	

En cuanto al factor estadístico en factor de tiempo la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (**PROFEPA**) tiene una estadística de accidentes mostradas en la figura siguiente.

Figura. 44. Emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (período 2000-2014)



Cabe mencionar que dentro de la información recopilada, no se incluyen eventos de tipo doméstico o comercial (incendios en cines, hoteles, explosiones de cilindros de gas LP o doméstico), ni accidentes con materiales radioactivos.

Se registran aquellos que ocurren en plantas industriales asociados con sustancias químicas y que en la mayoría de los casos los daños ocasionados trascienden los límites de propiedad; así como los que ocurren al exterior por el transporte de estas sustancias, que pueden provocar daños a la población y/o al ambiente, requiriendo la movilización de los cuerpos de respuesta a emergencias (Protección Civil, Bomberos, etc.).

Por otro lado, en los estados de Veracruz, Tabasco, Tamaulipas, Guanajuato, Campeche y México se presentaron más del 50% de las emergencias ambientales, concentrándose en Veracruz alrededor del 20% del total a nivel nacional.

Esto se debe a que en estos se concentra la mayor actividad petrolera, que provoca un gran movimiento de crudo y sus derivados. En el estado de Guanajuato y México por su posición geográfica, se tiene un gran flujo de vehículos que transportan sustancias químicas.

Figura. 45. Distribución estatal de las emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (Período 2000-2014)



Es importante destacar que la mayor parte de estos eventos están constituidos por derrames; lo cual reviste especial importancia desde el punto de vista ambiental, ya que en general los productos derramados afectan al suelo y posiblemente al subsuelo, aguas subterráneas y cuerpos de agua superficiales. En el caso de fugas de sustancias peligrosas, aunque estas también pueden afectar a los recursos naturales, la principal preocupación radica en el riesgo que representan para la integridad y salud de las poblaciones, dada la posible rapidez con que pueden propagarse a distancia, abarcando extensiones que pueden ser significantes como nubes tóxicas, inflamables y/o explosivas.

Tabla 23. Tipo de emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (período 2000-2014**)**

Año	Número de eventos	Tipo									
		Fuga		Derrame		Explosión		Incendio		Otro	
		No.	%	No.	%	No.	%	No.	%	No.	%
2000	596	46	7.7	483	81.0	26	4.6	35	5.9	6	1.0
2001	544	50	9.2	455	83.6	14	2.5	21	3.9	4	0.7
2002	470	22	4.7	403	85.7	15	2.6	27	5.7	3	0.6

Año	Número de eventos	Tipo									
		Fuga		Derrame		Explosión		Incendio		Otro	
		No.	%	No.	%	No.	%	No.	%	No.	%
2003	454	22	4.8	385	84.8	18	3.2	21	4.6	8	1.8
2004	502	29	5.8	445	88.6	10	1.8	18	3.6	0	0.00
2005	455	51	11.2	338	74.3	28	4.9	38	8.4	0	0.00
2006	362	51	14.1	251	69.3	31	5.5.	29	8.0	0	0.0
2007	405	54	13.3	292	72.1	25	4.4	34	8.4	0	0.0
2008	350	54	15.4	249	71.1	16	2.8	30	8.6	1	0.3
2009	368	67	18.2	245	66.6	22	3.9	34	9.2	0	0.00
2010	339	44	13.0	228	67.3	33	5.8	34	10.0	0	0.00
2011	426	65	15.3	273	64.1	50	8.8	36	8.5	2	0.5
2012	618	87	14.1	408	66.0	66	11.6	51	8.3	6	1.0
2013	606	102	16.8	384	63.4	70	12.3	44	7.3	6	1.0
2014	1095	139	12.7	819	74.8	51	9.0	83	7.6	3	0.3
Total	7590	883	11.6	5658	74.5	475	6.3	535	7.0	39	0.5

Los hidrocarburos constituyen las que con mayor frecuencia estuvieron presentes y en conjunto (Petróleo Crudo, Gasolina, Diésel, Combustóleo, Gas Natural y Gas LP) representan el 69.8% del total de las emergencias ambientales. Otras sustancias diferentes a los hidrocarburos, también frecuentes en las emergencias ambientales son: amoníaco, ácido sulfúrico, solventes orgánicos, ácido clorhídrico, hidróxido de sodio y cloro.

Tabla 24. Sustancias involucradas en los accidentes químicos reportados a la PROFEPA (período 2000-2014)

Nombre de la sustancia	%
Petróleo crudo	42.08
Gasolinas	7.83
Diésel	6.80
Combustóleo	5.39

Nombre de la sustancia	%
Amoniaco	4.05
Gas LPG	3.19
Gas Natural	2.30
Aceites	2.27
Solventes orgánicos	2.26
Ácido Sulfúrico	1.09
Otras sustancias	27.71
Total	100

El Gas natural es un combustible que, utilizado o manejado con procedimientos y equipos adecuados, puede ser muy seguro. El riesgo del gas está fundamentalmente en el hecho de no saber usarlo y en el exceso de confianza. Los accidentes de Gas Natural se pueden evitar, si el equipo de transporte, almacenamiento y de suministro es el adecuado, con un mantenimiento establecido y manejado por personal capacitado. El riesgo asociado a este tipo de proyectos se considera en la posibilidad de que se presente una fuga de gas, la cual puede provocar incendios o explosiones.

El uso de tuberías de transporte en los Estados Unidos de América, ha crecido gradual y constantemente. Inicia en el año de 1920 con el uso de tuberías de alta presión. Al final de la Segunda Guerra Mundial ya existían más de 131 000 kilómetros de tuberías interestatales en el país. Actualmente la industria del transporte de hidrocarburos ha crecido de tal manera que existen más de 482 700 km de tuberías interconectadas en redes de recolección y distribución, que suministran energéticos a más de 160 millones de consumidores. Esta información es obtenida por la Office of Pipelines Safety (OPS) de los Estados Unidos de América[4].

Las estadísticas en cuanto a incidentes en ductos de transporte de hidrocarburos publicadas por la OPS del Departamento de Transporte en los Estados Unidos (DOT) para el periodo de 1986 a 2004, indican que se registraron 3 358 accidentes, 37 muertes, 255 lesionados y pérdidas económicas por más de 859 millones 704 mil 423 dólares. Siendo la corrosión y los daños por terceras partes, las causas 1 y 2 respectivamente, con mayor número de registros.

Incidentes mayores en ductos de transporte de Petróleos Mexicanos Pemex

[4] Office of Pipeline Safety, OPS, USA, 2004. (Web http: // ops.dot.gov/stats/1q_sum.htm). Acceso 12/08/2004.

El sistema de transporte por ductos en el país consta de más de 55 000 km de tuberías dependientes de las cuatro subsidiarias que conforman Pemex, los fluidos transportados son: crudo, gasolinas, Diesel, gas licuado, gas natural y productos petroquímicos, principalmente.

Los diámetros de las tuberías varían desde 3" hasta 48" de diámetro, y comparten en gran medida los corredores de los derechos de vía (DDV´s), donde se realizan las tareas y actividades de operación, mantenimiento e inspección principalmente[5].

Por otro lado, PROFEPA[6] monitoreó (durante el periodo comprendido entre los años de 1997 a 2001), los sistemas de transporte de hidrocarburos en tres diferentes medios, los cuales son: por ducto, marítimo y carretero, de donde se obtuvieron datos reveladores.

Pemex-Refinación opera y administra los poliductos en el territorio nacional; además de procesar el petróleo crudo, elabora productos refinados y distribuye: gas licuado, gasolinas, turbosina, diésel, combustóleo y otros, mediante una red de ductos, entre los que se encuentran los poliductos. Las tomas clandestinas provocan afectaciones a la población y grandes pérdidas económicas[15].

Cabe destacar que las principales causas que originaron emergencias y produjeron consecuencias importantes en el país durante el periodo 1994 a 2003 fueron: derrames de producto, contaminación y afectaciones a terceros (población civil).

Los casos más significativos, con mayor número de registros de accidentes, son debidos a: tomas clandestinas (304 casos), corrosión (125 casos) y golpe mecánico (6 casos), entre los más importantes[7].

Una compilación de estos registros y otros más que se presentaron en los sistemas de poliductos instalados en los derechos de vía del país durante el periodo 1994-2003 se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 25. Resumen de accidentes en ductos

Causas	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	ST
Corrosión externa	7	7	23	19	35	27	-	3	1	3	125
Golpe mecánico	2	1	-	1	-	-	-	-	2	-	6

[5] Anuario Estadístico de Pemex, pp. 11, 23, 29,37, 2005.

[6] Procuraduría Federal de Protección al Ambiente PROFEPA, Subprocuraduría de Auditoría Ambiental, Dirección General de Auditoria del Riesgo Ambiental y Prevención de Accidentes, 2001

[7] Datos de Accidentes de Pemex-Refinación, Subdirección de Distribución. Gerencia de Transportación por Ducto, Subgerencia Ductos Sureste, 2004.

Causas	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	ST
Falla de la soldadura tranversal	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	2
Tomas clandestinas	9	21	45	7	46	51	35	37	45	8	304
Golpe de ariete	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Fisura por sobrepresión	-	-	1	-	1	-	-	-	2	-	4
Falla de la abrazadera	-	-	1	-	-	1	-	-	-	-	2
Material defectuoso	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1
Sobre esfuerzo por movimiento de tierra	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1
Fuga en la válvula	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Ruptura de monoblock	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Total											**441**

Fuente: Olivera-Villaseñor, Ruperto Enrique; Rodríguez-Castellanos, Alejandro Estudio del riesgo en ductos de transporte de gasolinas y diesel en México Científica, vol. 16, núm. 4, octubre-diciembre, 2012, pp. 159-165 Instituto Politécnico Nacional**.**

Por tipo de incidente, el estudio muestra que son cuatro los básicos: explosión, fuga, fuego y nube de gas. El primero es el más frecuente para el gas natural y otras sustancias, con el 88.51% de los casos.

En la tabla siguiente, se muestran los accidentes y accidentes encontrados en las diferentes bases de datos nacionales e internacionales.

Tabla 26. Antecedentes de accidentes e incidentes en proyectos similares.

Año	Ciudad y/o país	Instalación	Sustancia(s) involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Fuente
1984	San Juan Ixhuatepec México	Terminal de almacenamiento de Gas Natural	Gas Natural	Explosión con efecto domino de las esferas y salchichas de almacenamiento de gas natural	Este accidente fue en las instalaciones del cabezal de distribución de PEMEX y la causa del percance se consideró por la falta de mantenimiento del equipo de almacenaje y del sistema contra incendios, además de una supervisión más estricta, por personal altamente capacitado	Este siniestro causo muchos miles de daños tanto materiales como humanos	PEMEX, 1984
1987	Nueva Jersey, USA	Tubería de GN	Gas Natural	Una tubería de hierro fundido de 4" se fracturó tangencialmente resultando en una explosión.	La falla se había debilitado debido a la corrosión, la falla fue originada por fuerzas externas, el cabezal de hierro fundido fue remplazado por tubería aprobada de plástico.	Incendio en cas residencial	PROFEPA, 2005
1993	Villahermosa	Gasoducto	Gas Natural	Fuga de gas natural	Se desconocen las causas	No hubo daños, Reparación de la fuga, sustituyendo un tramo de 195 m de tubería en el gasoducto.	PEMEX, 1993
1994	Coahuila	Red de distribución de gas natural	Gas natural.	Fuga de gas natural en la línea de distribución con explosión	Falta de mantenimiento de la tubería de la red de distribución. Las medidas llevadas a cabo fueron: Renovación de la tubería de gas, reparación de fugas en medidores y un estudio de evaluación del área afectada.	Dos heridos gravemente.	PROFEPA, 2005

Año	Ciudad y/o país	Instalación	Sustancia(s) involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Fuente
1994	Nuevo León	Centro de regulación de gas natural	Gas natural.	Fuga de gas natural en el centro de regulación,	Durante el mantenimiento al purgar la válvula de salida del gas.	Se acordonó el área, evacuación de familias en un radio de 100 m a la redonda y suspensión de tráfico. No hubo daños al medio ambiente, ni pérdidas humanas.	PROFEPA, 2005
1996	Guadalajara México	Tanque estacionario casa habitación	Gas Natural	tanque estacionario se incendió y estallo	Tanque estacionario que estaba siendo llenado en un hogar se incendió y estalló	Causando 3 muertos y varios heridos de gravedad	PEMEX, 1996
1998	México	Estación de compresión de gas natural.	Gas natural.	Fuga de gas con explosión.	Separación de la conexión entre la línea de servicios de plástico y el accesorio de compresión instalado en la línea antes del medidor. Algunas excavaciones se habían llevado a cabo semanas antes del incidente para instalación de drenajes, el terreno no fue rellenado con seguridad.	Una casa fue dañada debido a una explosión resultante	PROFEPA, 2005
1999	Ciudad de México	Carro tanque de gas natural	Gas natural	Descargando gas natural el carro tanque que se incendió enfrente del café Tacuba en el centro histórico de la Ciudad de México	La causa falta de mantenimiento y verificación de las válvulas de exceso de flujo y de relevo (válvula de seguridad)	Solo hubo daños materiales.	PROFEPA, 2005
2000	Ciudad de México	Planta de almacenamiento y distribución de gas natural	Gas natural	La empresa Regio Gas tuvo un accidente de fuga de Gas L.P. con fuego provocado por el arranque y descontrol de este dentro de sus	La causa la Falta capacitación y de cumplir con las medidas de seguridad establecidas dentro de las instalaciones.	Los daños son del tipo material sin muertes.	PROFEPA, 2005

Año	Ciudad y/o país	Instalación	Sustancia(s) involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Fuente
				instalaciones en la Delegación Azcapotzalco.			
2000	Ciudad de México	Carro tanque de gas natural	Gas natural	La empresa Gas Luxor con una pipa de 12,500 litros en las calles de reforma e insurgentes se incendió.	La causa la imprudencia del conductor de la pipa, falta de capacitación y concientización del producto que se transporta	No hubo heridos, solo daños materiales	PROFEPA, 2005
2005	Kentucky, USA	Tubería de GN	Gas Natural	Una tubería de gas de 30" que operaba a una presión de 987 psi, se rompió.	La causa probable fue debido a la corrosión en la tubería que tenía 29 años de haber sido instalada	La ruptura se extendió hasta 145 m y expuso la tubería fuera del subsuelo y otra tubería paralela adyacente de 12 m.	PROFEPA, 2005
2005	México	Estación de compresión de gas natural.	Gas natural.	Fuga de gas de una línea de 36" en el ensamblado de una válvula de compuerta. El ducto se torció y se originó un pequeño orificio, exponiendo una línea de 34 pulg de diámetro de la descarga de la turbina	Fuga de una línea de 36 pulg en el ensamblado de una válvula de compuerta.	El chorro de gas se incendió y alcanzó un edificio de compresión que estaba a 75 metros de distancia: dos turbinas de 20,000 hp fueron destruidas y una resultó con daños, los edificios de control y medición que estaban a 183 m fueron destruidos, así como también el edificio de compresores y el taller. El flujo en el ducto se suspendió automáticamente por medio del cierre de las válvulas que se encontraban a 24 km de	PROFEPA, 2005

Año	Ciudad y/o país	Instalación	Sustancia(s) involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Fuente
						distancia, sin embargo, el gas remanente en el ducto continuó quemándose por 3 horas aproximadamente.	
2009	Carolina del Norte, USA	Planta de ConAgra Slim Jim en Garner, Carolina del Norte	Gas natural	Explosión de gas natural	El accidente se produjo durante la operación de purga al aire libre de una tubería de acero de abastecimiento de gas que estaba conectado a un calentador de agua. Debido a las dificultades para encender el calentador de agua, la operación de purga se continuó durante un tiempo inusualmente largo, causando finalmente la nube de gas en el interior del edificio, acumulando gas a una concentración por encima de su límite inferior de explosividad. La nube de gas causó una explosión al ponerse en contacto con una fuente de ignición	Ese accidente originó la perdida de cuatro vidas humanas, causó heridas a otras 67 personas.	Agencia de Seguridad Química e Investigación de Peligros de los Estados Unidos de Norteamérica (CSB)
2010	Connecticut, USA	Red de distribución de Gas natural	Gas natural	Explosión y fuego de la tubería de distribución de gas natural durante los trabajos de limpieza de la tubería.	Para quitar los residuos de la tubería, los trabajadores utilizaron el gas natural a alta presión de aproximadamente 650 libras por pulgada cuadrada. Durante este proceso, el gas natural encontró una fuente de ignición y explosión.	6 trabajadores fatalmente heridos	Agencia de Seguridad Química e Investigación de Peligros de los Estados Unidos de Norteamérica (CSB)
2014	San Pedro, Monterrey, N.L.	Red de distribución de Gas natural	Gas natural	Explosión e incendio de gas natural en el sector Valle Oriente de San Pedro Garza García, en la zona metropolitana de Monterrey	La tubería dañada es la principal que abastece de gas natural al sector y resultó afectada al caerle una barda encima, la cual colapsó porque la tierra quedó reblandecida por recientes lluvias.	En este evento no hubo lesionados, pero si hubo daños materiales, las cuales fueron 3 vehículos que se encontraban cerca y el carril lateral de la	La Jornada, 2014

Año	Ciudad y/o país	Instalación	Sustancia(s) involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Fuente
						avenida Lázaro Cárdenas. Cerca de dos mil personas fueron desalojadas de los inmuebles contiguos durante los primeros minutos del siniestro,	
2012	San Miguel Xoxotla	Contenedores con cilindros de GNC	Gas natural	Explosión/incendio	Falla de sistema de carga de tanques para transporte	Emisión de partículas derivadas de la combustión de los contenedores. 3 personas heridas.	Reforma 2012
2015	Coyoacán, Ciudad de México	Red de distribución de Gas natural	Gas natural	Explosión en tubería de conexión de gas natural.	Presuntamente a una mala maniobra en una tubería por parte de trabajadores contratados por la empresa Gas Natural Fenosa.	La explosión dejó a 4 personas heridas, incluidos los trabajadores, mientras que dos casas dúplex resultaron con serios daños, siendo evacuados los vecinos del lugar.	El Universal, 2015
2015	Tlapango, Tlaxcala	Red de distribución de Gas natural	Gas natural	Fuga de gas natural por ruptura de tubería	Ruptura de un dueto de gas natural de 20 milímetros de diámetro de la empresa "Maxigas".	Tras 2 horas de labores se logró la contención de la fuga. No se registró la pérdida de vidas humanas ni lesiones a terceros	La polilla, Tlaxcala
2015	Azcapotzalco, Ciudad de México	Red de distribución de Gas natural	Gas natural	Fuga de gas natural por ruptura de tubería	Fracturada durante obras de construcción en calles de la colonia Santa Catarina de la Delegación Azcapotzalco.	La ruptura generó una fuga de gas que duró 2 horas hasta ser controlado por los bomberos. Debido a esto, se realizó el desalojo de habitantes a 500 metros a la redonda, unas 5 manzanas, aproximadamente 600	El Financiero, 2015

Año	Ciudad y/o país	Instalación	Sustancia(s) involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Fuente
						personas, a fin de prevenir una mayor emergencia. La válvula fue cerrada y bomberos esperaron a que la presión del gas disminuyera, mientras que con mangueras y agua evitaban que el gas se esparciera. No se reportaron personas lesionadas	

Como se puede observar los accidentes en su mayoría se pueden considerar errores humanos. Las fugas del gas natural pueden estar presentes en los elementos de servicio como son reguladores, bridas, válvulas y sellos o empaques, pero el mayor riesgo se presentará en el área de almacenamiento del gas.

Debido a que la densidad del gas natural es mayor que la del aire, se incrementa la posibilidad de la acumulación de una nube de vapor inflamable, la cual puede viajar y encenderse por calor, chispas o flamas y retroceder con flamas. Sobre este hecho las Plantas de almacenamiento y estaciones de carburación para vehículos que emplean como combustible el gas natural no están exentas de riesgo, por lo cual es necesario una estructuración simultanea tanto de las autoridades que las regulen, los usuarios y de los dueños para evitar todo tipo de siniestros.

IV.3.- Identificación de peligros y escenarios de riesgo

IV.3.1.- Metodología HAZOP (Hazardous Operability Analysis)

La técnica de análisis de peligros y operabilidad "HAZOP" se basa en el principio de que varios expertos con diferentes especialidades, pueden interactuar de una manera creativa y sistemática para identificar más problemas trabajando juntos que trabajando separados. La técnica de análisis "HAZOP" fue originalmente desarrollada por el Dr. Trevor Kletz en la década de 1970 en la compañía Imperial Chemical Industries, para evaluar la operación de sus instalaciones industriales, posteriormente esta técnica fue adaptada de manera colegiada por el American Institute of Chemical Engineers y difundida a partir de 1992 a través de las Guías editadas por el Center for Chemical Process Safety, y es recomendada para identificar los problemas de seguridad y de operabilidad que se pudiesen presentar en una instalación durante su operación normal, arranque y paro, Aiche 1999.

Para desarrollar un estudio de HAZOP, se integra un grupo multidisciplinario de especialistas con experiencia y conocimiento en diseño, operación, mantenimiento y seguridad de instalaciones similares a la que se va a estudiar, encabezado por un líder con conocimiento profundo de la técnica. Se requiere que comprendan completamente el proceso y sus interrelaciones, a fin de poder cuestionar correctamente cada una de las secciones del proceso y sus componentes, identificando las desviaciones al propósito original que puedan ocurrir y así, determinar cuáles de esas desviaciones pudiesen dar lugar a riesgos para el personal y las instalaciones durante la operación de las mismas.

El HAZOP (Hazard Operability Study) es una técnica cualitativa que permite identificar postulados de accidentes que pudieran ocurrir en la instalación. Para desarrollar un estudio de HAZOP, se integra un grupo multidisciplinario de especialistas con experiencia y conocimiento en diseño,

operación, mantenimiento y seguridad de instalaciones similares a la que se va a estudiar, encabezado por un líder con conocimiento profundo de la técnica. Se requiere que comprendan completamente el proceso y sus interrelaciones, a fin de poder cuestionar correctamente cada una de las secciones del proceso y sus componentes, identificando las desviaciones al propósito original que puedan ocurrir y así, determinar cuáles de esas desviaciones pudiesen dar lugar a riesgos para el personal y las instalaciones durante la operación de las mismas.

La metodología consiste en dividir la instalación en subsistemas que tengan una identidad funcional propia y en seleccionar una serie de nodos en cada subsistema donde se analizan las posibles desviaciones de las principales variables que caracterizan el proceso (presión, temperatura, caudal, etc.).

Las desviaciones son establecidas de forma sistemática recurriendo a una lista de palabras guía que califican el tipo de desviación. Ejemplos de palabras guía más utilizadas son las siguientes:

Tabla 27. Palabras guía más utilizadas en la metodología HAZOP

Palabra Guía	
No/ninguna	Negación del intento de diseño
Más	Incremento cuantitativo
Menos	Decremento cuantitativo
Además de	Incremento cuantitativo
Parte de	Decremento cuantitativo
Inversa	Opuesto lógico del intento
Otro que	Sustitución completa

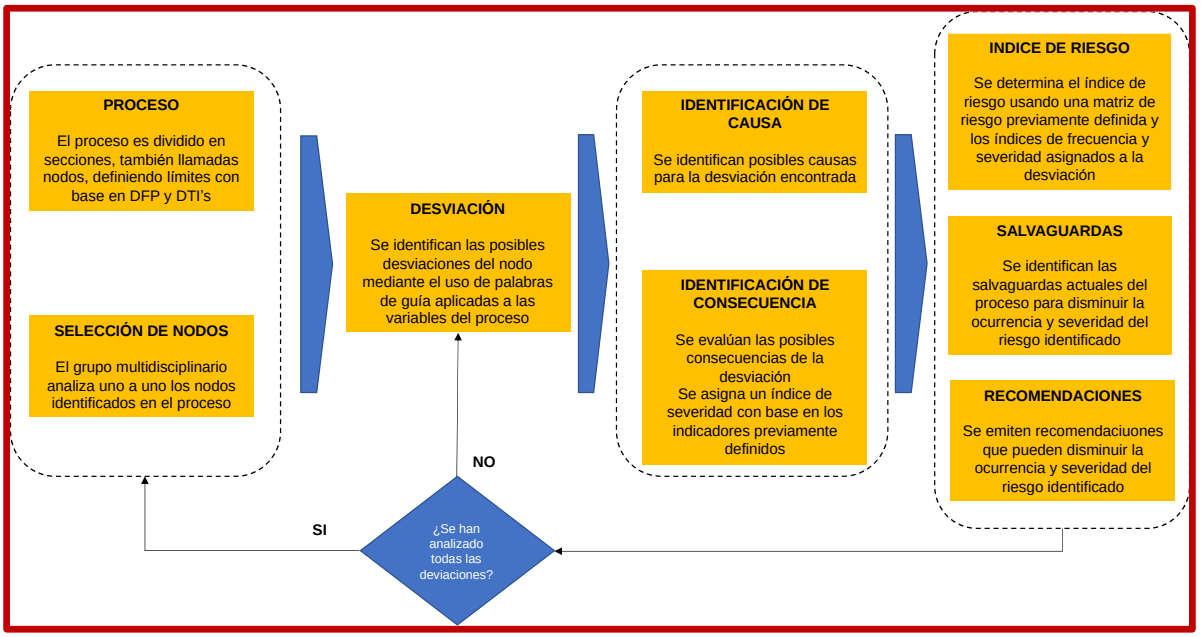
La identificación de peligros de un sistema en plantas de proceso y otras instalaciones es fundamental para garantizar un diseño y operación seguros. La metodología de identificación de riesgos HAZOP (Análisis de Peligros y Operabilidad) es una técnica para el análisis de peligros en procesos que es empleada durante el diseño de un proyecto, establecimiento de una instalación industrial o modificación mayor en un proceso.

Esta metodología consta de un procedimiento altamente disciplinado que permite identificar las posibles desviaciones de un proceso con respecto a su intención de diseño. El HAZOP se puede definir como la examinación crítica, sistemática y formal de un proceso y sus intenciones de diseño aplicado a instalaciones nuevas o existentes para evaluar el potencial de falla de partes individuales

de equipos, y las consecuencias que se producirían como resultado en las instalaciones (Dunjó et al., 2010).

La Figura siguiente muestra un diagrama de flujo general para realizar un análisis HAZOP (adaptación de Dowell III, 1998). Para realizar un análisis HAZOP, es necesario contar con los diagramas de flujo de proceso (DFP) y tubería e instrumentación (DTI) del sistema y dividir el proceso en secciones manejables con límites definidos, también conocidas como nodos. Dentro de cada nodo se analizan las posibles desviaciones de las principales propiedades que caracterizan el proceso (Presión, Temperatura, Flujo, etc.). Lo anterior, basándose en la premisa de que los accidentes se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto a los parámetros definidos en la intención de diseño. Dicho análisis, es realizado por un grupo multidisciplinario cuyos miembros deben contar con la experiencia y conocimientos necesarios del sistema.

Figura. 46. Diagrama de flujo para realizar un análisis HAZOP (Adaptación de Dowell III, 1998)



Las desviaciones del sistema son establecidas de manera sistemática recurriendo a una lista de palabras guía (No, Mayor, Menor, tal como, etc.), que cualifican el tipo de desviación. Esto supone que los valores de diseño de los Flujos, Temperaturas, Presiones, Concentraciones, etc., son inherentemente seguros y operables. Una vez que han sido establecidas las desviaciones, es necesario definir la posible causa de las mismas y determinar las consecuencias que tienen en las instalaciones. A fin de determinar el índice de riesgo de cada desviación, es necesario evaluar la

frecuencia de la causa y severidad de la consecuencia con base en una matriz de riesgo definida previamente. El nivel de riesgo sirve como indicador para determinar si se cuenta con las salvaguardas necesarias o es necesario incluir recomendaciones en el diseño u operación del proceso. A continuación, se detalla la aplicación de cada una de las etapas al Proyecto.

A.- Selección de nodos

El análisis HazOp de la Estación de descompresión se realizó con base en los diagramas TDD-AGRIZAR-IMAT-01-25072022-A (Diagrama de Tuberías e Instrumentación), TDD-AGRIZAR-ISO-01-25072022-A y TDD-AGRIZAR-ISO-02-25072022-A (Isométricos de tuberías). Los nodos identificados para el análisis se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 28. Descripción de nodos seleccionados para el análisis HAZOP

Nodo	Equipo	Descripción del nodo
1	Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo.	2 tanques contenedores con capacidad de 2000 m^3 c/u @3,626 Psi son descargados a través de los postes de descarga integrados en la plataforma móvil a través de una tubería de 3" Ø hasta el equipo de descompresión.
2	Flujo de gas de alta presión GNC desde válvula de recepción hasta salida de intercambiadores de calor.	El GNC es calentado antes de reducir la presión a fin de evitar condiciones de operación con temperaturas por debajo de los 10°C, y que comprometan la integridad física de la instalación.
3	Válvulas reductoras de presión y descarga de GNC	La presión del GNC es reducida de 3,626 a 59 Psi a través de un sistema de tres etapas. En la primera etapa, la presión se reduce a 750 Psi; en la segunda a 175 Psi y finalmente es descargado a 59 Psi.
4	Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.	El gas natural proviene del sistema PRS después de las tres etapas de reducción de presión y es alimentado como combustible para el BLR-01 del sistema HCM a 20 Psi.
5	Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM.	El HCM busca mantener la temperatura del gas de salida en el sistema PRM entre 10 y 40°C. Este módulo consiste de un boiler que calienta un circuito de agua que fluye a través del PRM y debe operar entre los 80 y 100°C.
6	Sistema de suministro de gas natural en baja presión.	Suministro de gas natural en tuberías de 1.5" D.N. en los equipos de la empresa AGRIZAR. de válvulas de regulación, con flujos de 1,050 Sm^3/hr, a una distancia de 7.0 metros respectivamente.

En el **Anexo 2** del presente Estudio de Riesgo se presentan las hojas de trabajo del HAZOP.

B. Resultados del análisis HAZOP

En la tabla siguiente se muestran los resultados del HAZOP en los 6 nodos analizados de mayor a menor riesgo obtenido.

Tabla 29. Resultados del análisis HAZOP

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	F	C	Nivel de riesgo
1	1.2 Menos presión	3. Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo	1. Fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo.	3	4	**12**
1	1.5 Menos flujo	3. Ruptura de manguera o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor / golpe extremo	1. Fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo PRS 500.	3	4	**12**
1	1.16 Sin seguridad y vigilancia	1. Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada.	1.- Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión. 2.- Lesiones al personal operativo.	4	3	**12**
2	2.11 Menos temperatura	2. Menor flujo / temperatura de refrigerante proveniente de HCM por falla en medidores de temperatura en primera etapa de descompresión.	1. Disminución de temperatura en el sistema fuera de rangos de diseño. Posible daño a resistencia de material de intercambiadores de calor.	3	4	**12**
3	3.11 Menos temperatura	3. Entrada de gas natural a válvula reductora de presión en primera etapa de descompresión a baja temperatura por falla en sistema de calentamiento HCM.	1. Temperaturas de operación por debajo del límite de los materiales. Fractura de tuberías y fuga de material.	3	4	**12**
3	3.8 Flujo temprano	1. Descarga de tanque contenedor antes de que el sistema de calentamiento se encuentre listo para operar.	1. Temperatura de operación por debajo de la intención de diseño. Fuga de material por daño en resistencia mecánica de materiales	3	4	**12**
4	4.10 Menos temperatura	3. Falla de boiler	1. Fuga de gas natural que genera una atmósfera inflamable y/o explosiva. 2. Mezcla agua/glicol no alcanza temperatura de operación. Efectos en línea principal de gas natural y refrigerante analizados en nodos 2, 3 y 5. 3. Gas natural en línea principal opera a baja temperatura. Efecto analizado en nodo 2.	3	4	**12**
5	5.5. Menos flujo	3. Falla de bomba	1. Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas. Escenario analizado en nodo 2. 2. Falla prematura de boiler por falta de refrigerante a largo plazo.	3	4	**12**
5	5.6 No flujo	1. Falla de bomba.	1. Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas. Escenario analizado en nodo 2.	3	4	**12**

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	F	C	Nivel de riesgo
6	6.2 Menos presión	2. Ruptura parcial o total de la tubería por poro de corrosión o golpe extremo.	1.- Fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión.	3	4	**12**
3	3.4 Más flujo	1. Desajuste/falla de válvula de control de flujo. Escenario analizado en nodo 1.	1. Posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva. 2. Baja temperatura de gas a entrada de válvula reductora de presión causando operación fuera de la intención de diseño. Fuga de gas natural al dañarse la integridad del equipo.	3	4	**12**
1	1.2 Menos presión	1. Válvula manual para venteo abierta por descuido operacional	1.- Fuga de gas natural con riesgo de nube inflamable y posible incendio y/o explosión.	3	3	**9**
1	1.2 Menos presión	5. Falla en acoplamiento / equipo al inicio de operaciones	1. Fuga de material a la atmósfera	3	3	**9**
1	1.5 Menos flujo	1. Válvula de venteo manual abierta	1. Fuga de GNC causando atmósfera inflamable / explosiva.	3	3	**9**
1	1.5 Menos flujo	6. Falla en acoplamiento / equipo al inicio de operaciones	1. Fuga de material a la atmósfera	3	3	**9**
2	2.10 Más temperatura	2. Mayor flujo/temperatura de refrigerante proveniente del HCM.	1. Sobrepresión del sistema e incremento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor HEX-301-302 causando posible fuga a través de sellos, bridas o conexiones	3	3	**9**
3	3.4 Más flujo	1. Desajuste/falla de válvula de control de flujo. Escenario analizado en nodo 1.	1. Posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva. 2. Baja temperatura de gas a entrada de válvula reductora de presión causando operación fuera de la intención de diseño. Fuga de gas natural al dañarse la integridad del equipo.	3	3	**9**
4	4.2 Menos presión	4. Falla de boiler.	1. Fuga de gas natural que genera una atmósfera inflamable y/o explosiva. 2. Mezcla agua/glicol no alcanza temperatura de operación. Escenario analizado en nodo 5. 3. GNC opera a baja temperatura. Escenario analizado en nodo 2	3	3	**9**
5	5.6 No flujo	2. Cierre de válvulas manuales de venteo por descuido operacional.	1. Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas	3	3	**9**

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	F	C	Nivel de riesgo
			criogénicas. Escenario analizado en nodo 2. 2. Daño de bomba.			
2	2.11 Menos temperatura	4. Falla en la integridad física de uno de los intercambiadores de calor HEX-301 a 302 por corrosión.	1. Disminución de temperatura en el sistema que causa congelamiento y fractura del sistema con fuga de material a través de conexiones/sellos.	2	4	**8**
4	4.4. Más flujo	Falla de boiler.	1. Fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva. 2. Mezcla agua/glicol no alcanza temperatura de operación. Escenario analizado en nodo 5.	2	4	**8**
1	1.3 No presión	2. Falla en acoplamiento / equipo al inicio de operaciones	1. Fuga de gas natural al ambiente	2	3	**6**
1	1.4 Más flujo	1. Desajuste / falla de válvula de control de flujo	1. Posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva.	2	3	**6**
1	1.6 No flujo	2. Presión de descarga en tanque contenedor igual a presión en sistema PRS.	1. Acumulación de gas natural en el sistema.	3	2	**6**
1	1.13 Más corrosión	2.- Incremento de la humedad relativa en el medio ambiente	1.- Incremento en la corrosión galvánica externa e interna ocasionando agrietamiento con fractura causando posible fuga de gas natural a la atmósfera:	2	3	**6**
1	1.14 Material incorrecto	1. Material fuera de especificaciones y sin la calidad solicitada, lo que ocasiona agrietamiento por fatiga de material, o agrietamiento inducido por nitrógeno.	1.- Agrietamiento de material con fractura causando posible fuga de gas natural con riesgo de nube inflamable y posible incendio y/o explosión.	2	3	**6**
1	1.15.1. Sin capacitación	1. Errores operativos en el cierre de válvulas al inicio y durante el proceso de descompresión.	1.- Afecta la operación por ineficiencias en el proceso de descompresión por Ineficiencia en descarga y demoras.	2	3	**6**
1	1.16.2. Fenómenos climáticos	1.- Caída de una tormenta eléctrica que mediante un rayo ocasione daños a los semirremolques estacionados y PSR.	1.- Puede ocasionar posible incendio y/o explosión de gas natural en los semirremolques.	3	2	**6**
1	1.16.2. Fenómenos climáticos	2.- Inundación en el patio de descarga de los semirremolques de GNC y PSR.	1.- Suspensión de suministro de gas natural a invernaderos de AGRIZAR.	3	2	**6**
1	1.16.3. Fenómenos geológicos	2.- Hundimientos de terreno que puede causar movimiento o tensión de los semirremolques de GNC.	1.- Hundimientos de las de la infraestructura con posibles daños estructurales.	3	2	**6**

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	F	C	Nivel de riesgo
1	1.16.4. Errores en la logística en el abastecimiento y recepción de GNC	1.- Colisión o choque de dos semirremolques al estarse estacionando en el área de descarga.	1.- Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	3	2	**6**
2	2.1 Más presión	3. Sobrecalentamiento de GNC en HEX-301/302.	1. Posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio/atmósfera explosiva.	3	2	**6**
2	2.1 Más presión	4. Obstrucción en filtro coalescente antes de válvula reductora de presión.	1. Sobrepresión del sistema e incremento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor HEX-301-302 causando posible fuga a través de sellos, bridas o conexiones.	3	2	**6**
2	2.3 No presión	2. Falla en acoplamiento / equipo al inicio de operaciones	1. Fuga de gas natural al ambiente	2	3	**6**
2	2.5 Menos flujo	1. Válvula de venteo manual en filtro parcialmente abierta	1. Fuga de GNC causando atmósfera inflamable / explosiva.	3	2	**6**
2	2.5 Menos flujo	2. Falla en conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras	1. Fuga de gas natural con riesgo de incendio y explosión.	2	3	**6**
2	2.6 No flujo	1. Válvula de descarga en tanque contenedor cerrada/Falla en válvula de control de flujo. Analizado en nodo 1.	1. Acumulación de gas natural en el sistema. Posible fuga de gas natural.	3	2	**6**
2	2.6 No flujo	2. Presión de descarga en nodo igual a presión en entrada de nodo.	1. Acumulación de gas natural en el sistema. Posible fuga de gas natural	3	2	**6**
2	2.10 Más temperatura	3. Falla en medidores de temperatura en primera etapa de descompresión.	1 sobrepresión del sistema e incremento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor HEX-301-302 causando posible fuga a través de sellos, bridas o conexiones.	3	2	**6**
2	2.10 Más temperatura	4. Menor flujo de gas natural por obstrucción en filtro coalescente.	1. Sobrepresión del sistema e incremento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor HEX-301-302 causando posible fuga a través de sellos, bridas o conexiones.	3	2	**6**
2	2.11 Menos temperatura	3. Pérdida de transferencia de calor por fouling en intercambiadores de calor.	1. Temperatura fuera de intención de diseño causando fuga de gas natural. 2. El mismo escenario genera ruptura de tubería por falla de material y fuga de gas natural. 3. Mayor consumo de gas natural en HCM para alcanzar	2	3	**6**

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	F	C	Nivel de riesgo
2	2.11 Menos temperatura	5. Falla de HCM. Escenario analizado en nodo 5.	1. Mismo escenario con fuga adicional a través de intercambiador con falla.	3	2	**6**
3	3.1 Más presión	1. Falla en válvula de control de primera etapa de descompresión.	1.- Fuga de gas natural a través de sellos o conexiones por alta presión en reguladores. 2. Daño de válvulas PCV-302 a 304 y 401 con descarga de GNC a alta presión. Fuga de gas natural a través de sellos, conexiones o bridas.	2	3	**6**
3	3.1 Más presión	3. Falla de medidores de presión en etapa de descompresión.	1. Posible sobrepresión del sistema ocasionando fuga de gas natural.	3	2	**6**
3	3.1 Más presión	4. Falla en calibración / Set point incorrecto de válvulas en etapa de descompresión.	1. Fuga de gas natural por sobrepresión del sistema.	3	2	**6**
3	3.2 Menos presión	1. Falla de válvulas en etapa de descompresión.	1.- Descarga de gas natural a presión inferior del set point ocasionando temperatura de operación por debajo de la intención de diseño. Fuga de gas natural por falla en materiales.	2	3	**6**
3	3.2 Menos presión	2. Falla en calibración / Set point incorrecto de válvulas en etapa de descompresión.	1.- Posible operación por debajo de temperatura de diseño. Fuga de gas natural por falla en materiales.	2	3	**6**
3	3.5 Menos flujo	3. Válvulas manuales de venteo en etapa de descompresión abiertas por descuido operacional.	1. Fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva.	3	2	**6**
3	3.5 Menos flujo	4. Falla en acoplamiento/equipo al inicio de operaciones	1. Fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva.	3	2	**6**
3	3.10 Menos temperatura	1.- Falla en calibración/ set point de válvula reductora de presión en primera etapa de descompresión descargando a mayor presión del diseño original.	1. Posible sobrepresión del sistema causando fuga de gas natural.	3	2	**6**
3	3.10 Menos temperatura	3. Falla en medidores de presión en etapa de descompresión.	1. Posible sobrepresión del sistema causando fuga de gas natural.	3	2	**6**
3	3.10 Menos temperatura	4. Falla en medidores de temperatura en etapa de descompresión.	1. Posible sobrepresión del sistema causando fuga de gas natural.	3	2	**6**
3	3.11 Menos temperatura	2. Falla en válvula reductora de presión.	1. Sin consecuencias en el proceso. Mayor consumo de gas natural en HCM para lograr rango de temperatura.	2	3	**6**
3	3.11 Menos temperatura	4. Falla en medidores de temperatura en etapa de descompresión.	1. Posible temperatura de operación por debajo del límite de los materiales. Fractura de tuberías y fuga de material.	3	2	**6**

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	F	C	Nivel de riesgo
4	4.2 Menos presión	1. Falla en conexiones, sellos o bridas.	1.- Fuga de gas natural generando atmósfera inflamable / explosiva.	2	3	**6**
4	4.2 Menos presión	5. Válvula manual de venteo en línea abierta por descuido operacional.	1. Fuga de gas natural generando una atmósfera explosiva / inflamable 3	3	2	**6**
4	4.4. Más flujo	1. Mayor presión de gas natural a boiler por falla / desajuste en válvulas reguladoras de flujo.	1. Sin consecuencias en el nodo. Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol con posible sobrepresión del sistema PRM causando fuga de GN a través de válvulas de venteo. Escenario analizado en nodo 2. 2. Aumento de temperatura en boiler causando cambio de fase en refrigerante. Escenario analizado en nodo 5.	3	2	**6**
4	4.4. Más flujo	3. Previa falla en válvulas de descompresión que daña válvulas de control de flujo.	1. Fuga de gas natural generando atmósfera inflamable / explosiva.	2	3	**6**
4	4.4. Más flujo	5. Válvula manual de venteo abierta por descuido operacional.	1. Fuga de gas natural que genera una atmósfera inflamable y/o explosiva.	3	2	**6**
4	4.9 Más temperatura	1.- Mayor flujo de gas natural a boiler por falla / desajuste en válvula de control de flujo.	1. Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol con posible sobrepresión del sistema PRM causando fuga de gas natural. 2. Aumento de temperatura en boiler BLR-401 causando cambio de fase en refrigerante. Efecto en sistema de refrigerante analizado en nodo 5.	2	3	**6**
4	4.9 Más temperatura	3. Incorrecto set point en válvulas de control.	1. Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol con posible sobrepresión del sistema PRM causando fuga de gas natural. Efecto en sistema de refrigerante analizado en nodo 5. 2. Aumento de temperatura en boiler causando cambio de fase en refrigerante. Efecto en sistema de refrigerante analizado en nodo 5.	3	2	**6**
4	4.10 Menos temperatura	5. Válvula manual de venteo abierta operacional. por descuido.	1. Falla en alimentación de gas natural a boiler. Mezcla agua/glicol recirculado en HCM operando a baja temperatura a salida del boiler. Efectos en línea principal de gas natural y refrigerante analizados en nodos 2, 3 y 5.	3	2	**6**
5	5.1 Más presión	1. Mayor suministro de gas natural a boiler por falla en válvulas de control de gas hacia boiler.	1.- Sobrecalentamiento de GNC en sistema PRS por incremento en temperatura de refrigerante. Escenario analizado en nodo 2.	2	3	**6**

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	F	C	Nivel de riesgo
			2. Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol hasta punto de ebullición causando cavitación en tuberías. Daño en sistema rotatorio de bomba al no remover gas de succión.			
5	5.1 Más presión	2.- Bloqueo de tubería de circuito de refrigerante	1.- Falla en el suministro de calor al sistema PRS. Operación bajo temperaturas criogénicas. Escenario analizado en nodo 2. 2. Sobrepresión del sistema causando fuga a través de sellos, conexiones o empaquetaduras.	2	3	**6**
5	5.3 No presión	1.- Falla de bomba.	1. Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas. Escenario analizado en nodo 2. 2. Falla prematura de boiler por falta de refrigerante a largo plazo.	3	2	**6**
5	5.5 Menos flujo	1. Fuga en conexiones, bridas o sellos.	1. Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas. Efecto en línea principal de gas analizado en nodo 2. 2. Fuga de mezcla agua/glicol.	2	3	**6**
5	5.5 Menos flujo	2. Falla en medidor de flujo / válvula de compensación de refrigerante.	1. Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas en línea principal de gas natural. Efecto analizado en nodo 2. 2. Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol para que GNC alcance temperatura de operación. Cavitación en tubería y daño de bomba.	2	3	**6**
5	5.5. Menos flujo	4. Válvulas manuales de venteo abiertas operacional. por descuido.	1. Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas. Efecto en línea principal de gas analizado en nodo 2. 2. Fuga de mezcla agua/glicol.	3	2	**6**
5	5.9 Más temperatura	1.- Mayor suministro de gas natural a boiler por falla en válvulas de control de flujo de gas.	1. Sobrecalentamiento de GNC en sistema PRS por incremento en temperatura de refrigerante. Escenario analizado en nodo 2. 2. Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol hasta punto de ebullición causando cavitación en tuberías. Daño en sistema rotatorio de bomba al no remover gas de succión.	2	3	**6**

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	F	C	Nivel de riesgo
5	5.9 Más temperatura	3. Boiler no deja de operar al alcanzar set point/ incorrecto set point.	1. Sobrecalentamiento de GNC en sistema PRS por incremento en temperatura de refrigerante. Escenario analizado en nodo 2. 2. Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol hasta punto de ebullición causando cavitación en tuberías. Daño en sistema rotatorio de bomba PMP-401 al no remover gas de succión.	2	3	**6**
5	5.10 Menos temperatura	1. Menor suministro de flujo de gas natural a por falla en válvulas de control de flujo.	1. Disminución de temperatura en el sistema. Temperaturas de operación por debajo de los 90°C causan temperaturas criogénicas en sistema PRS. Escenario analizado en nodo 2. 2. Temperatura de refrigerante por debajo de set point causando condensación de gases de efluente en boiler: corrosión y reducida succión de venteo.	3	2	**6**
5	5.10 Menos temperatura	2. Falla en sellos o conexiones desde sistema PRS hacia boiler.	1. Disminución de temperatura en el sistema. Temperaturas de operación por debajo de los 90°C causan temperaturas criogénicas en sistema PRS. Escenario analizado en nodo 2. 2. Fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva. Escenario analizado en nodo 4. 3. Temperatura de refrigerante por debajo de set point causando condensación de gases de efluente en boiler: corrosión y reducida succión de venteo.	3	2	**6**
5	5.10 Menos temperatura	3. Falla en medidores de temperatura en línea de gas.	1. Menor flujo de gas natural a boiler. Escenario analizado en Nodo 2. 2. Apertura de válvula para la compensación de refrigerante aumentando el flujo de agua/glicol en boiler reduciendo la temperatura a la salida del boiler. Escenario analizado en Nodo 2. 3. Temperatura de refrigerante por debajo de set point causando condensación de gases de efluente en boiler: corrosión y reducida succión de venteo.	2	3	**6**
5	5.10 Menos temperatura	4. Falla de boiler.	1. Falla en el suministro de calor al sistema PRS. Operación bajo temperaturas criogénicas. Escenario analizado en nodo 2.	3	2	**6**
6	6.2 Menos presión	1. Fuga en conexiones, sellos o bridas.	1.- Falta de suministro a los equipos de la empresa AGRIZAR.	3	2	**6**

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	F	C	Nivel de riesgo
		2. Válvula BV-220 parcialmente cerrada por descuido operacional	2. Fuga de gas natural a la atmósfera.			
6	6.5 Menos flujo	1. Fuga en conexiones, bridas o sellos.	1. Fuga de gas natural a la atmósfera.	2	3	**6**
1	1.2 Menos presión	2. Fuga a través de conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras.	1.- Fuga de gas natural con riesgo de nube inflamable y posible incendio y/o explosión.	2	2	**4**
1	1.1. Más presión	1. Tanques contenedores operando a mayor presión (falla humana al sobrecargar contenedores)	1.- Sin consecuencias en nodo. Entrada de GNC a mayor presión hacia intercambiadores de calor. 2- Fuga de Gas Natural a través de sellos y conexiones 3.- Ruptura catastrófica de tubería/conexiones por sobre presión del sistema.	2	2	**4**
1	1.1. Más presión	2.- Falla en cierre de válvulas de control de flujo (normalmente cerrada) por falta de mantenimiento.	1.- Sin consecuencias en nodo. Entrada temprana de gas natural al sistema. Analizado en nodo 2. 2- Fuga de Gas Natural a través de sellos y conexiones.	2	2	**4**
1	1.5 Menos flujo	2. Falla en conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras	1. Fuga de gas natural con riesgo de incendio y explosión.	2	2	**4**
1	1.16.3. Fenómenos geológicos	1.- Sismo de magnitud igual o mayor a 7 grados escala de Richter.	1.- Daños estructurales a la infraestructura de la planta.	2	2	**4**
2	2.10 Más temperatura	1.- Menor flujo de gas natural por falla en válvula de control de flujo.	1. Posible sobrepresión del sistema causando fuga de GN a través de sellos o conexiones.	2	2	**4**
3	3.1 Más presión	2.- Falla en válvulas de control en segunda y tercera etapas de descompresión.	1.- Fuga de gas natural a través de sellos o conexiones por alta presión en descarga de PRS.	2	2	**4**
3	3.2 Menos presión	3. Falla de medidores de presión PI-301 a 303.	1. Posible operación por debajo de temperatura de diseño. Fuga de gas natural por falla en materiales.	2	2	**4**
3	3.2 Menos presión	4. Falla en conexiones, bridas o sellos.	1. Fuga de gas natural.	2	2	**4**
3	3.5 Menos flujo	1. Falla en válvula reguladora de flujo. Escenario analizado en nodo 1.	1. Posible aumento de temperatura en gas natural. El sistema opera con menor flujo de GNC (<2,000 m^3/h).	2	2	**4**
3	3.5 Menos flujo	2. Falla en conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras	1. Fuga de gas natural con riesgo de incendio y explosión.	2	2	**4**

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	F	C	Nivel de riesgo
3	3.10 Menos temperatura	2. Falla en válvula reductora n primera etapa de descompresión.	1. Posible sobrepresión del sistema causando fuga de gas natural.	2	2	4
4	4.1 Más presión	3. Previa falla en válvulas de descompresión que daña válvulas de control de flujo de gas hacia boiler.	1. Posible sobrepresión que causa fuga a través de sellos, conexiones o bridas.	2	2	4
4	4.4. Más flujo	2. Incorrecto set point en válvulas de control de flujo.	1. Sin consecuencias en el nodo. Aumento de temperatura en boiler causando cambio de fase en refrigerante. Escenario analizado en nodo 5.	2	2	4
4	4.9 Más temperatura	2. Falla en medidores de temperatura en línea de gas.	1. Aumento de temperatura en boiler causando cambio de fase en refrigerante. Efecto en sistema de refrigerante analizado en nodo 5.	2	2	4
4	4.10 Menos temperatura	4. Bloqueo de gas natural en línea de suministro.	1. Falla en alimentación de gas natural a boiler. Mezcla agua/glicol recirculado en HCM operando a baja temperatura a salida del boiler. Efectos en línea principal de gas natural y refrigerante analizados en nodos 2, 3 y 5.	2	2	4
5	5.2 Menos presión	1. Falla en conexiones, sellos o bridas.	1.- Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas. Escenario analizado en nodo 2. 2. Fuga de mezcla agua/glicol. .	2	2	4
5	5.2 Menos presión	2. Falla de bomba.	1.- Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas. Escenario analizado en nodo 2. 2. Falla prematura de boiler por falta de refrigerante a largo plazo.	2	2	4
5	5.8 Flujo retardado	1. Falla de bomba.	1. Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas. Escenario analizado en nodo 2.	2	2	4
6	6.1 Más presión	1. Aumento de la temperatura del gas natural, debido a agentes externos, tales como un incendio, provocando alta presión.	1.- Sobrecalentamiento de la tubería ocasionando una sobre presión que puede ocasionar ruptura y fuga de gas natural.	2	2	4
6	6.3 No presión	1.- Falla de suministro de gas natural. 2.- Válvula de recepción BV-220 cerrada por descuido operacional	1. No hay consecuencias en el nodo.	2	2	4
6	6.4 Más flujo	1. Falla del regulador REG-01.	1. Aumento de flujo en tubería ocasionando sobre presión y posibilidad	2	2	4

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	F	C	Nivel de riesgo
			de fuga de gas natural en conexiones, bridas y sellos.			
6	6.7 Más temperatura	1.- Sobrecalentamiento de la tubería de suministro de gas natural por temperaturas extremas.	1. Sobrepresión en el ducto de gas natural.	2	2	**4**
1	1.2 Menos presión	4. Presión de tanque contenedor por debajo de rango operativo en descarga / falla en apertura de válvula de tanque contenedor	1. Sin consecuencia en nodo. Retardo en descarga de tanques contenedores	3	1	**3**
1	1.2 Menos presión	6. Válvula manual (parcialmente) abierta en purga de tubería con nitrógeno.	1. Sin consecuencias en el proceso	3	1	**3**
1	1.3 No presión	1.- Falla en apertura de válvulas en tanque contenedor	1. Sin consecuencias en el nodo.	3	1	**3**
1	1.3 No presión	3. Válvula manual cerrada en purga de tubería con nitrógeno	1. Sin consecuencia en el nodo.	3	1	**3**
1	1.4 Más flujo	2. Regulador de flujo en set point incorrecto durante purga de tuberías con nitrógeno	1. Sin consecuencias en el nodo.	3	1	**3**
1	1.5 Menos flujo	4. Presión de tanque contenedor por debajo de rango operativo en descarga / falla en apertura de válvula en tanque contenedor.	1. Sin consecuencias en nodo. Descarga de tanques contendores a menor velocidad.	3	1	**3**
1	1.5 Menos flujo	7. Válvula manual parcialmente cerrada en purga de tubería con nitrógeno	1. Sin consecuencia en el proceso	3	1	**3**
1	1.6 No flujo	1. Válvula de descarga en tanque contenedor cerrada / falla	1. Sin consecuencia en el nodo.	3	1	**3**
1	1.6 No flujo	3. Válvula manual cerrada en purga de tubería con nitrógeno	1. Sin consecuencia en el nodo.	3	1	**3**
1	1.8 Flujo temprano	1. Descarga de tanque contenedor antes de que el sistema de calentamiento se active ocasionado por falla en sistema de control	1. Sin consecuencias en el nodo. CNG alcanza temperaturas criogénicas en el sistema: Analizado en nodo 3.	3	1	**3**
1	1.9 Flujo retardado	1. Demora en la descarga de tanque contenedor	1. Sin consecuencia en el proceso	3	1	**3**
1	1.11 Menos temperatura	1. Condiciones atmosféricas adversas.	1. Sin consecuencias en el nodo. Temperatura en descarga de primera etapa de descompresión menor a intención de diseño: Analizado en nodo 2.	3	1	**3**
1	1.12 Menos mantenimiento	1.- Fallas válvula de control de flujo, medidores de presión, medidores de temperatura, debido a desgastes internos	1.- Fuga de gas natural a la atmósfera	3	1	**3**

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	F	C	Nivel de riesgo
		o ruptura de algún elemento interno o de control (solenoides, elastómeros, etc).				
1	1.13 Más corrosión	1. El personal de mantenimiento no se encuentra capacitado y aplica de manera ineficiente el programa.	1.- Falla de las válvulas medidoras de presión, temperatura y accesorios PRS.	1	3	**3**
2	2.3 No presión	3. Válvula manual HV-301 cerrada en purga de tubería con nitrógeno	1. Sin consecuencia en el nodo.	3	1	**3**
2	2.4 Más flujo	1. Desajuste / falla de válvula de control de flujo a entrada de PRS por falta de mantenimiento.	1. Posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva.	3	1	**3**
2	2.4 Más flujo	2. Regulador de flujo en set point incorrecto durante purga de tuberías con nitrógeno	1. Sin consecuencias en el nodo.	3	1	**3**
2	2.5 Menos flujo	3. Presión de tanque contenedor por debajo de rango operativo en descarga / falla en apertura de válvula en tanque contenedor.	1. Sin consecuencias en nodo. Descarga de tanques contendores a menor velocidad.	3	1	**3**
2	2.5 Menos flujo	4. Taponamiento de filtro coalescente por falta de mantenimiento	1. Sin consecuencias en el nodo. Posible incremento de presión en nodo 1: Analizado en nodo 1.	3	1	**3**
2	2.5 Menos flujo	6. Válvula manual en filtro coalescente parcialmente cerrada en purga de tubería con nitrógeno.	1. Sin consecuencias en el proceso	3	1	**3**
2	2.6 No flujo	3. Válvula manual en filtro coalescente cerrada en purga de tubería con nitrógeno.	1. Sin consecuencia en el nodo.	3	1	**3**
2	2.8 Flujo temprano	1. Descarga de tanque contenedor antes de que el sistema de calentamiento se encuentre listo para operar.	1. Sin consecuencias en el nodo. CNG alcanza temperaturas criogénicas en el sistema: Analizado en nodo 3.	3	1	**3**
2	2.9 Flujo retardado	1. Demora en la descarga de tanque contenedor	1. Sin consecuencia en el proceso	3	1	**3**
3	3.4 Más flujo	2. Regulador de flujo en set point incorrecto durante purga de tuberías con nitrógeno	1. Sin consecuencias en el nodo.	3	1	**3**
4	4.1 Más presión	1. Falla / desajuste en válvula de control de flujo hacia boiler.	1.- Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol con posible sobrepresión del sistema PRM causando fuga de gas natural. Efecto en ciclo de refrigerante analizado en nodo 5. 2. Aumento de temperatura en boiler causando cambio de fase en refrigerante. Efecto en ciclo de refrigerante analizado en nodo 5.	3	1	**3**

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	F	C	Nivel de riesgo
4	4.1 Más presión	2.- Incorrecto set point / calibración de válvulas de control de flujo de gas.	1.- Sin consecuencias en el nodo. Aumento de temperatura en boiler causando cambio de fase en refrigerante. Escenario analizado en nodo 5.	3	1	**3**
4	4.3 No presión	1.- Válvula manual HV-309 cerrada por descuido operacional.	1. Falla en el calentamiento de refrigerante. Posible operación a temperaturas criogénicas ante falla de PLC.	3	1	**3**
4	4.6 No flujo	1. Válvula manual a entrada de línea de gas cerrada por descuido operacional.	1. Falla en el calentamiento de refrigerante. Posible operación a temperaturas criogénicas ante falla de PLC.	3	1	**3**
4	4.7. Flujo temprano	1. Descarga de tanque contenedor antes de que el sistema de calentamiento se encuentre listo para operar.	1. Sin consecuencias en el nodo. El gas natural es alimentado a boiler.	3	1	**3**
4	4.8 Flujo retardado	1. Demora en la descarga de tanque contenedor. Efecto en línea principal analizado en nodos 2 y 3.	1. Refrigerante no es calentado de acuerdo a las especificaciones de diseño.	3	1	**3**
4	4.8 Flujo retardado	2. Válvula manual a entrada de línea de gas cerrada por descuido operacional. Efecto en línea principal analizado en nodos 2 y 3.	1. Refrigerante no es calentado de acuerdo a las especificaciones de diseño.	3	1	**3**
5	5.9 Más temperatura	4. Baja eficiencia en la transferencia de calor debido a fouling en intercambiadores de calor HX-301 a 302.	1. Mayor consumo de energía para lograr set point de temperatura. 2. Falla en la integridad física de intercambiador de calor: Disminución de temperatura en el sistema. Operación del sistema PRS a temperatura fuera de diseño operativo. Escenario analizado en nodo 2. 3. Falla en la integridad física de intercambiador de calor: fuga a través de conexiones de intercambiador.	3	1	**3**
1	1.5 Menos flujo	5. Falla en válvula reguladora de flujo	1. Sin consecuencias en el nodo. Posible incremento de temperatura en primera etapa de descompresión: Analizado en nodo 2.	2	1	**2**
2	2.1 Más presión	1. Desajuste de válvula reguladora de flujo por falta de mantenimiento en línea.	1.- Sin consecuencias en nodo. Entrada de GNC a mayor presión hacia intercambiadores de calor.	2	1	**2**
2	2.1 Más presión	2.- Tanques contenedores operando a mayor presión.	1.- Sin consecuencias en nodo. Entrada de GNC a mayor presión hacia intercambiadores de calor.	2	1	**2**

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	F	C	Nivel de riesgo
2	2.2. Menos presión	1. Falla eléctrica /Desajuste de la válvula de recepción de sistema PRS.	1.- Posible aumento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor por falla en respuesta de HCM. Un aumento excesivo de temperatura podría ocasionar sobrepresión y fuga de GN.	2	1	**2**
2	2.2. Menos presión	2. Falla en conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras.	1.- Fuga de gas natural que puede ocasionar una atmosfera inflamable y/o explosiva.	1	2	**2**
2	2.3 No presión	1.- Falla en apertura de válvulas en tanque contenedor	1. Sin consecuencias en el nodo.	2	1	**2**
2	2.5 Menos flujo	5. Falla en acoplamiento/equipo al inicio de operaciones.	1. Fuga de material a la atmósfera	2	1	**2**
2	2.11 Menos temperatura	1. Falla en válvula de control de flujo ocasionando mayor flujo de GNC en intercambiadores de calor HX-301 a 302.	1. Posible sobrepresión en el sistema y temperatura por debajo de la intención de diseño. Fuga de gas natural.	2	1	**2**
3	3.7 Flujo inverso	1. Presión en descarga de PRS mayor a presión de entrada.	1. Liberación de material en tuberías a la atmósfera	2	1	**2**
3	3.11 Menos temperatura	1. Falla en calibración / set point de válvulas reductoras de presión descargando a menor presión del diseño original.	1. Sin consecuencias en el proceso. Mayor consumo de gas natural en HCM para lograr rango de temperatura.	2	1	**2**
4	4.2 Menos presión	2. Falla / desajuste en válvulas de control de flujo de gas hacia boiler.	1.- Baja temperatura de operación en sistema HCM y PRS. Escenarios analizados en nodos 2 y 5.	2	1	**2**
4	4.2 Menos presión	3. Falla de medidores de temperatura en línea de suministro de gas.	1. Baja temperatura de operación en sistema HCM y PRS. Escenarios analizados en nodos 2 y 5.	2	1	**2**
4	4.4. Más flujo	2. Menor presión de flujo de gas natural a boiler por falla / desajuste en válvula de control de flujo de gas.	1. Baja temperatura de operación en sistema HCM y PRS. Escenarios analizados en nodos 2 y 5.	2	1	**2**
4	4.4. Más flujo	3. Falla en medidores de temperatura de línea de gas.	1. Baja temperatura de operación en sistema HCM y PRS. Escenarios analizados en nodos 2 y 5.	2	1	**2**
4	4.8 Flujo retardado	3. Falla en válvulas de control. Efecto en línea principal analizado en nodos 2 y 3.	1. Refrigerante no es calentado de acuerdo a las especificaciones de diseño.	2	1	**2**
4	4.10 Menos temperatura	1. Menor presión de flujo de gas natural a boiler por falla / desajuste en válvulas de control de flujo.	1. Baja temperatura de operación en sistema HCM y PRS. Efectos en línea principal de gas natural y refrigerante analizados en nodos 2, 3 y 5.	2	1	**2**
4	4.10 Menos temperatura	2. Falla en medidores de temperatura en línea de gas.	1. Baja temperatura de operación en sistema HCM y PRS. Efectos en línea	2	1	**2**

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	F	C	Nivel de riesgo
			principal de gas natural y refrigerante analizados en nodos 2, 3 y 5.			
5	5.4 Más flujo	1. Falla en válvula para la compensación de refrigerante en HCM.	1. Aumento de flujo en mezcla agua/glicol en circuito. Posible falla en calentamiento de refrigerante no alcanzando la temperatura de operación requerida. 2. Entrada de aire al circuito que daña bomba.	2	1	**2**
5	5.4 Más flujo	2. Falla en medidor de flujo.	1. Aumento de flujo en mezcla agua/glicol en circuito. Refrigerante no alcanza la temperatura de operación requerida. 2. Entrada de aire al circuito que daña bomba.	2	1	**2**
5	5.7 Flujo temprano	1. Operación prematura de bomba.	1. Sin consecuencias en el nodo.	2	1	**2**
5	5.9 Más temperatura	2. Falla en medidores de temperatura	1. Sobrecalentamiento de GNC en sistema PRS por incremento en temperatura de refrigerante. Escenario analizado en nodo 2. 2. Aumento de temperatura en circuito de refrigerante.	2	1	**2**
5	5.9 Más temperatura	5. Falla en el suministro de GNC en PRS impidiendo la transferencia de calor en intercambiadores HEX-01/02.	1. Sin consecuencias en el nodo.	2	1	**2**
6	6.5 Menos flujo	2. Falla en medidor de flujo / válvula de alimentación BV-220.	1. Falla en el suministro de gas natural a los equipos de la empresa AGRIZAR.	2	1	**2**
6	6.6. No flujo	1. Falla de la PRS para el suministro de as natural	1. Pérdidas económicas por sanciones por la falta de suministro de gas natural	2	1	**2**
6	6.8 Menos temperatura	1. Disminución de la temperatura ambiental.	1. Sobrepresión en el ducto de gas natural.	2	1	**2**
1	1.7 Flujo inverso	1. Flujo de nitrógeno entrando por válvula manual venteo	1. Operación normal en purga de tubería	1	1	**1**
1	1.10 Más temperatura	1.- Condiciones atmosféricas adversas que generan sobrecalentamiento de tanque contenedor.	1. Sobrepresión en mangueras y conexiones de poste de descarga. Aumento de temperatura en primera etapa de descompresión: Analizado en nodo 2.	1	1	**1**
2	2.7 Flujo inverso	1. Flujo de nitrógeno entrando por válvula manual venteo	1. Operación normal en purga de tubería	1	1	**1**

IV.4.- Jerarquización de peligros y riesgos

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

La técnica FRR es una técnica – semi cuantitativa – simplificada de análisis de riesgos en los procesos, que utiliza los escenarios de accidentes potenciales ya identificados y evaluados para luego clasificarlos y jerarquizarlos. Se ha comprobado que esta técnica es una herramienta efectiva para el análisis cuantitativo de riesgos en muchas instalaciones de la industria del petróleo y del gas; además, el uso apropiado de ésta permitirá disponer de sus recursos de manera efectiva en la prevención de los riesgos más importantes (v.gr. riesgos inaceptables), que amenazan la seguridad del personal, la población, el medio ambiente, la producción y la instalación.

La herramienta FRR se debe utilizar para (1) enfocar la atención en aquellos accidentes potenciales que deben ser tratados con prioridad durante las actividades de prevención de accidentes e (2) identificar aquellos accidentes potenciales para los cuales es necesario conducir un análisis detallado de riesgo.

Los objetivos de la revisión de riesgos de las instalaciones son:

1. Identificar, seleccionar, evaluar y clasificar los riesgos más importantes con el potencial de ocasionar daños al personal y/o a la población, el medio ambiente, el producto manejado y la instalación.
2. Desarrollar recomendaciones para reducir los riesgos.
3. Identificar los procesos y las áreas más importantes que requieren de una evaluación más detallada para determinar las medidas más efectivas destinadas a reducir el riesgo.

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

La caracterización del riesgo mediante la técnica FRR, a veces llamada semi cuantitativa, se logra con sólo estimar el orden de magnitud de la consecuencia y de la frecuencia de los eventos seleccionados (tablas siguientes).

En la mayoría de las ocasiones no hace falta obtener una estimación puntual de la frecuencia y de la consecuencia, por esta razón la técnica FRR es más eficiente, y permite concentrar los recursos en los escenarios más peligrosos que necesiten una caracterización más precisa (es decir, un análisis cuantitativo de frecuencia y/o consecuencia).

Las categorías de órdenes de magnitud, de las frecuencias y consecuencias utilizadas para el presente análisis de riesgo, han sido desarrolladas por PEMEX.

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

La selección de estos escenarios se hace con base en las consecuencias de interés de la desviación “Fuga o Ruptura” de cada una de las secciones del proceso en cuestión. Es decir, cada una de las consecuencias de interés listadas en la columna de consecuencias de la tabla HAZOP, de la desviación correspondiente a “Fuga o Ruptura” de cada una de las secciones, representan los escenarios que deben ser seleccionados para ser analizados en el FRR.

En la tabla 22 de categorías de consecuencias, se consideran cinco tipos de consecuencias: daños al personal, efectos en la población, impacto ambiental, pérdida de producción y daños a la instalación.

El personal de la instalación es imprescindible a la hora de asignar categorías de consecuencia, ya que poseen el conocimiento del proceso y la experiencia necesarias; por ejemplo, el personal puede proporcionar información valiosa sobre las variables principales acerca de: (1) los efectos en la vida y la salud del personal, (2) el impacto ambiental y (3) la evaluación económica, como pueden ser los costos de reparación o remplazo de equipos, el tiempo muerto que se necesita para restaurar los sistemas después de paros, el tiempo de paralización necesario para volver a arrancar unidades de proceso y los costos asociados con interrupciones en la producción.

Para la evaluación de frecuencia, se deben utilizar bases de datos sobre fallas en sus instalaciones, información de confiabilidad para la industria de proceso de hidrocarburos y otras fuentes de información o bases de datos de la industria en general.

El objetivo en este caso es evaluar la frecuencia de los accidentes con la precisión suficiente como para determinar la categoría de frecuencias que se debe asignar a cada escenario de accidente, sin tratar de encontrar un valor de frecuencia puntual. La Tabla 29 de categorías de frecuencia se puede utilizar para clasificar los escenarios de accidente.

Por lo tanto, una vez culminada la fase cualitativa del análisis de riesgos, es decir, la fase de identificación/evaluación de los peligros y las consecuencias de interés asociadas con estos peligros, el equipo de análisis de riesgo debe utilizar las tablas antes mencionadas para asignar las categorías de consecuencia y frecuencia a los escenarios (consecuencias o accidentes de interés), seleccionados para ser analizados en el **FRR**.

Para la jerarquización de riesgos, se utilizaron los criterios establecidos en las **Guías Técnicas para Realizar Análisis de Riesgo de Proceso PEMEX-SASIPA-SI**, para lo cual se asignó para cada escenario una ponderación por tipo de consecuencia (daño al personal, daños a la población, a la instalación, impacto ambiental, pérdidas de producción).

Tabla 30. Determinación de la consecuencia

Categoría	Daños al personal	Efectos en la población	Impacto ambiental	Pérdida de producción (USD)	Daños a las instalaciones (USD)
6 (Catastrófico)	Lesiones o daños físicos que pueden generar más de 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que pueden generar más de 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones mayores a 1 semana.	> 500'000,000	> 500'000,000
5 (Mayor)	Lesiones o daños físicos que pueden generar de 2 a 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que pueden generar de 6 a 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones de 1 día hasta 1 semana.	>50'000,000 a 500'000,000	>50'000,000 a 500'000,000
4 (Grave)	Lesiones o daños físicos que requieren atención médica que pueda generar incapacidad permanente o una fatalidad.	Lesiones o daños físicos mayores que generen de una a 5 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones en hasta 24 horas.	>5'000,000 a 50'000,000	>5'000,000 a 50'000,000
3 (Moderado)	Lesiones o daños físicos que requieren atención médica que pueda generar una incapacidad.	Ruidos olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía se requieren acciones de evacuación y existe la posibilidad de lesiones o daños físicos.	Se presentan fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora.	>500,000 a 5'000,000	>500,000 a 5'000,000
2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren primeros	Ruidos, olores e impacto visual que se pueden detectar fuera de los límites de la instalación	Fugas y/o derrames solamente perceptibles al interior	>50,000 a 500,000	>50,000 a 500,000

Categoría	Daños al personal	Efectos en la población	Impacto ambiental	Pérdida de producción (USD)	Daños a las instalaciones (USD)
	auxilios y/o atención médica.	y/o derecho de vía con posibilidades de evacuación.	de la instalación, el control es inmediato.		
1 (Despreciable)	No se esperan lesiones o daños físicos.	No se esperan impactos, lesiones o daños físicos	No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arriba de los límites establecidos.	<50,000	<50,000

Fuente: Guías Técnicas para realizar Análisis de Riesgo de Proceso PEMEX-SASIPA-SI.

Tabla 31. Categorías de frecuencias

Clasificación	Categoría	Descripción de la frecuencia de ocurrencia	Frecuencia/año
F6	Muy frecuente	Ocurre una o más veces en un año.	≥1.0 (≥1x100)
F5	Frecuente	Ocurre una o más veces en un periodo mayor a 1 año y hasta 5 años.	>0.2 a ≤1.0 (>2x10-1 a ≤1x100)
F4	Poco Frecuente	Ocurre una o más veces en un periodo mayor a 5 años y hasta 10	>0.1 a ≤0.2 (>1x10-1 a ≤2x10-1)
F3	Raro	Ocurre una o más veces en un periodo mayor a 10 años.	>0.01 a ≤0.1 (>1x10-2 a ≤1x10-1)
F2	Muy Raro	Puede ocurrir solamente una vez en la vida útil de la instalación.	>0.001 a ≤0.01 (>1x10-3 a ≤1x10-2)
F1	Extremadamente Raro	Es posible que ocurra, pero que a la fecha no existe ningún registro	>0.0001 a ≤0.001 (>1x10-4 a ≤1x10-3)

Fuente: Guías Técnicas para realizar Análisis de Riesgo de Proceso PEMEX-SASIPA-SI.

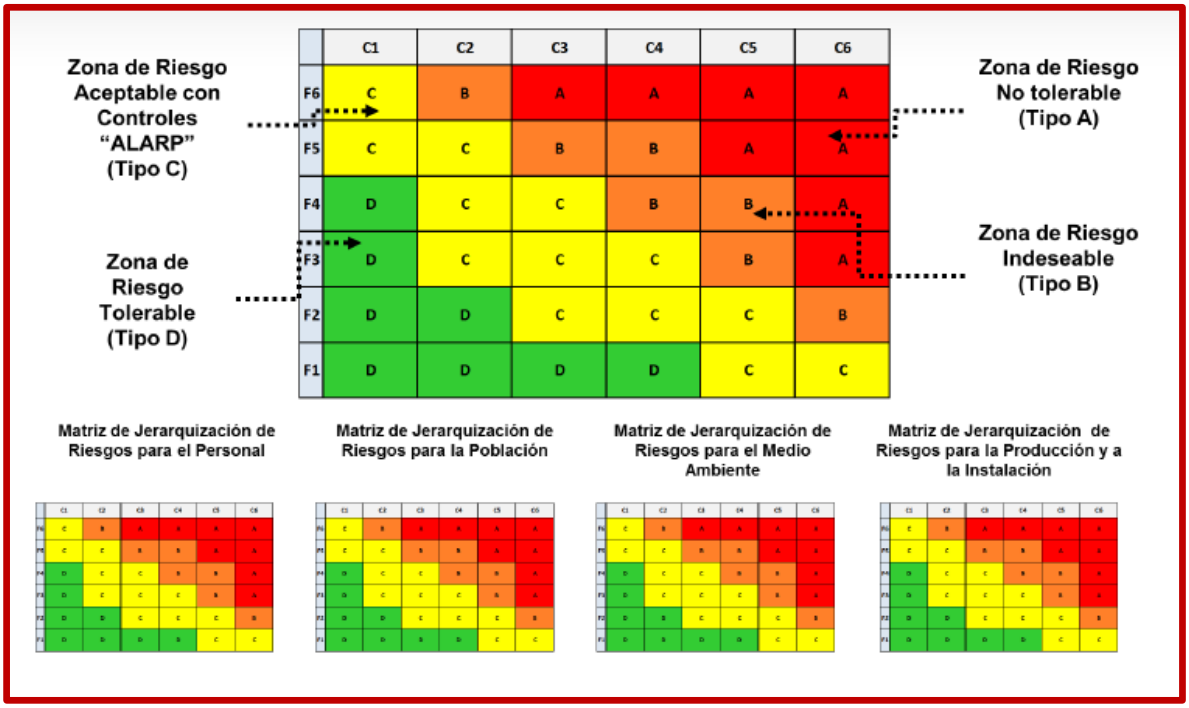
La combinación de frecuencia y gravedad genera una matriz de riesgos, en donde se indica el riesgo potencial del evento en cuestión, en función del receptor del peligro o daño (al personal, a la población, al ambiente, a la producción o a la instalación).

El nivel de riesgo para cada uno de los factores antes mencionados se muestra a continuación, se califican los riesgos identificados con base a sus características de frecuencia de ocurrencia y severidad de las consecuencias, para posteriormente determinar su ubicación de las matrices de Riesgo mencionadas en la guía **"Guías Técnicas para Realizar Análisis de Riesgos de Proceso PEMEX-SASIPA-SI"**.

Para determinar el índice de riesgo analizado se utilizan las calificaciones asignadas al índice de frecuencia y a la consecuencia utilizando la tabla del rango del índice de riesgo, que se muestra en la figura siguiente, así como también se muestra cada una de las matrices de las categorías de las consecuencias a evaluar.

Para determinar el índice de riesgo analizado se utilizan las calificaciones asignadas al índice de frecuencia y a la consecuencia utilizando la figura siguiente del rango del índice de riesgo.

Figura. 47. Matriz de jerarquización de riesgo de proceso



Fuente: Guías Técnicas para realizar Análisis de Riesgo de Proceso PEMEX-SASIPA-SI.

Tabla 32. Índice de Riesgo

Índice de Riesgo	Clasificación
A	Región de Riesgo No Tolerable
B	Región de Riesgo Indeseable
C	Región de Riesgo ALARP (As low As Reasonably Practicable)
D	Región de Riesgo Aceptable

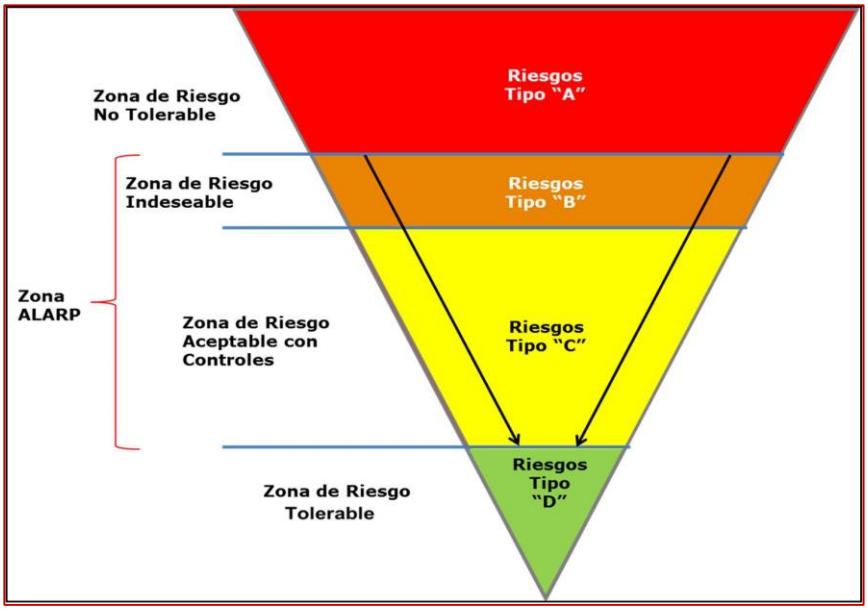
Fuente: Guías Técnicas para realizar Análisis de Riesgo de Proceso PEMEX-SASIPA-SI

De acuerdo con el grado de riesgo resultante de la aplicación de las matrices se decide si el riesgo estimado se encuentran en la región de Riesgo No Tolerable, Riesgo Indeseable, Riesgo Aceptable con Controles y la Región de Riesgo Tolerable con la cual se asignará la prioridad de las acciones recomendadas.

Los riesgos se clasifican como:

- **Región de Riesgo No Tolerable (Tipo A)**: **El riesgo requiere se implementen acciones inmediatas temporales y permanentes.** Un riesgo Tipo "A" representa una situación de riesgo no tolerable y deben establecerse Controles Temporales Inmediatos si se requiere continuar operando. Se debe realizar una administración de riesgos temporal y permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a **Tipo "C"**.
- **Riesgo Indeseable (Tipo "B"): El riesgo requiere se implementen acciones inmediatas permanentes.** Un riesgo Tipo "B" representa una situación de riesgo indeseable y deben establecerse Controles Permanentes Inmediatos. Se debe realizar una administración de riesgos permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos permanentes hasta reducirlo a Tipo "C" y en el mejor de los casos, hasta riesgo **Tipo "D"**.
- **Región Aceptable con Controles (Tipo C): El riesgo es significativo, pero se puede gestionar con controles administrativos.** Un riesgo Tipo "C" representa una situación de riesgo Aceptable siempre y cuando se establezcan Controles Permanentes. Las acciones correctivas y preventivas permanentes que se definan para atender estos hallazgos, deben darse en un plazo no mayor a 180 días. La administración de un riesgo Tipo "C" debe enfocarse en la Disciplina Operativa y en la Confiabilidad de las diferentes Capas de Seguridad y/o Sistemas de Protección. La prioridad de una atención para reducirlos a riesgos tipo "D", debe estar en función de un Análisis Costo Beneficio de las acciones correctivas y preventivas establecidas para dar atención a las recomendaciones emitidas para Administrar los Riesgos identificados.
- **Riesgo Tolerable (Tipo D):** El riesgo no requiere de acciones correctivas y preventivas adicionales, es de bajo impacto. Un riesgo Tipo "D" representa una situación de riesgo tolerable. Se debe continuar con los programas de trabajo para mantener la integridad de las capas de protección.

Figura. 48. Priorización de las zonas de riesgo



Fuente: Guías Técnicas para realizar Análisis de Riesgo de Proceso PEMEX-SASIPA-SI

Aplicando la metodología descrita, se realizó la categorización por grado de riesgo para cada categoría y cada peligro, en la tabla siguiente se muestran las categorías por desviación, como resultado de la aplicación de las matrices y criterios descritos anteriormente. A continuación, se presentan los resultados de los riesgos identificados en las categorías o actividades evaluadas en las hojas de trabajo del HAZOP.

De los resultados del HAZOP, tenemos un total de 158 desviaciones con potenciales riesgos en la operación del **proyecto**, los siguientes resultados en la jerarquización de riesgos.

Tabla 33. Jerarquización de riesgos

Peligros No Tolerable (A)	Peligros Indeseable (B)	Peligros Aceptables con controles (C)		Peligros Tolerables (D)	
0	0	75		83	
		NIVEL DE RIESGO 12	10	NIVEL DE RIESGO 4	23
		NIVEL DE RIESGO 9	8	NIVEL DE RIESGO 3	32
		NIVEL DE RIESGO 8	2	NIVEL DE RIESGO 2	25
		NIVEL DE RIESGO 6	55	NIVEL DE RIESGO 1	3

Tabla 34. Jerarquización de riesgos identificados del análisis HAZOP

Frecuencia \ Consecuencia	1	2	3	4	5	6
6						
5						
4			1.16.1			
3	1.2.4, 1.2.6, 1.3.1, 1.3.3, 1.4.2, 1.5.4, 1.5.7, 1.6.1, 1.6.3, 1.8.1, 1.9.1, 1.11.1, 1.12.1, 2.3.3, 2.4.1, 2.4.2, 2.5.3, 2.5.4, 2.5.6, 2.6.3, 2.8.1, 2.9.1, 3.4.2, 4.1.1, 4.1.2, 4.3.1, 4.6.1, 4.7.1, 4.8.1, 4.8.2, 5.9.4,	1.6.2, 1.16.2.1, 1.16.2.2, 1.16.2.3, 1.16.4, 2.1.3, 2.1.4, 2.5.1, 2.6.1, 2.6.2, 2.10.3, 2.10.4, 2.11.5, 3.1.3, 3.1.4, 3.5.3, 3.5.4, 3.10.1, 3.10.3, 3.10.4, 3.11.4, 4.2.5, 4.4.1, 4.4.5, 4.9.3, 4.10.5, 5.3.1, 5.5.4, 5.10.1, 5.10.2, 5.10.4, 6.2.1	1.2.1, 1.2.5, 1.5.1, 1.5.6, 2.10.2, 3.4.1, 4.2.4, 5.6.2	1.2.3, 1.5.3, 2.11.2, 3.8.1, 3.11.3, 4.10.3, 5.5.3, 5.6.1, 6.2.2		
2	1.5.5, 2.1.1, 2.1.2, 2.2.1, 2.2.2, 2.3.1, 2.5.5, 2.11.1, 3.7.1, 3.11.1, 4.2.2, 4.2.3, 4.4.2, 4.4.3, 4.8.3, 4.10.1, 4.10.2, 5.4.1, 5.4.2, 5.7.1, 5.9.2, 5.9.5, 6.5.2, 6.6.1, 6.8.1	1.2.2, 1.1.1, 1.1.2, 1.5.2, 1.16.3, 2.10.1, 3.1.2, 3.2.3, 3.2.4, 3.5.1, 3.5.2, 3.10.2. 4.1.3, 4.4.2, 4,9.2, 4.10.4, 5.2.1, 5.8.1, 6.1.1, 6.3.1, 6.4.1, 6.7.1	1.3.2, 1.4.1, 1.13.2, 1.14.1, 1.15.1, 2.3, 2.5.2, 2.11.3, 3.1.1, 3.2.1, 3.2.2, 3.11.2, 4.2.1, 4.4.3, 4.9.1, 5.1.1, 5.5.1, 5.5.2, 5.9.1, 5.9.3, 5.10.3, 6.5.1	2.11.4, 4.4.4		
1	1.7.1, 1.10.1, 2.7.1		1.13.1			
	RIESGOS PARA EL PERSONAL (EP)	RIESGOS PARA LA POBLACIÓN (EP)	RIESGOS PARA EL MEDIO AMBIENTE (IA)	RIESGOS PARA LA PRODUCCIÓN Y LA INSTALACIÓN (DIP)		

Tabla 35. Tabla de escenarios identificados

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Nodo	Instalación	Sustancia
1	AGRIZAR_VPM_1	Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo	12	**C (ALARP)**	3	4	1	Área de descarga	Gas natural
2	AGRIZAR _VPM_2	Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	12	**C (ALARP)**	3	4	1	Unidad PSR	Gas natural
3	AGRIZAR _VPM_3	Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva.	12	**C (ALARP)**	3	4	3	Unidad HCM	Gas natural
4	AGRIZAR _VPM_4	Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión.	12	**C (ALARP)**	3	4	6	Sistema de suministro de baja presión	Gas natural
5	AGRIZAR _VPM_5	Menor flujo / temperatura de refrigerante proveniente de HCM por falla en medidores de temperatura en primera etapa de descompresión, que ocasiona posible daño a resistencia de material de intercambiadores de calor.	12	**C (ALARP)**	3	4	2	Unidad PSR	Gas natural
6	AGRIZAR _VPM_6	Entrada de gas natural a válvula reductora de presión en primera etapa de descompresión a baja temperatura por falla en sistema de calentamiento HCM, que ocasiona temperaturas de operación por debajo del límite de los materiales. Fractura de tuberías y fuga de material.	12	**C (ALARP)**	3	4	3	Unidad HCM	Gas natural
7	AGRIZAR _VPM_7	Descarga de tanque contenedor antes de que el sistema de calentamiento se encuentre listo para operar, ocasiona temperatura de operación por debajo de la intención de	12	**C (ALARP)**	3	4	3	Unidad PSR	Gas natural

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Nodo	Instalación	Sustancia
		diseño con fuga de material por daño en resistencia mecánica de materiales							
8	AGRIZAR _VPM_8	Falla de boiler ocasionando fuga de gas natural que genera una atmósfera inflamable y/o explosiva.	12	**C (ALARP)**	3	4	3	Unidad PSR	Gas natural
9	AGRIZAR _VPM_9	Falla de bomba ocasionando falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas.	12	**C (ALARP)**	3	4	5	Unidad HCM	Gas natural
10	AGRIZAR _VPM_10	Válvula manual para venteo abierta por descuido operacional, ocasionando fuga de gas natural con riesgo de nube inflamable y posible incendio y/o explosión.	9	**C (ALARP)**	3	3	1	Área de descarga	Gas natural
11	AGRIZAR _VPM_11	Falla en acoplamiento / equipo al inicio de operaciones ocasionando fuga de material a la atmósfera.	9	**C (ALARP)**	3	3	1	Área de descarga	Gas natural
12	AGRIZAR _VPM_12	Válvula de venteo manual abierta, ocasionando fuga de GNC causando atmósfera inflamable / explosiva.	9	**C (ALARP)**	3	3	1	Área de descarga	Gas natural
13	AGRIZAR _VPM_13	Mayor flujo/temperatura de refrigerante proveniente del HCM ocasionando sobrepresión del sistema e incremento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor HEX-301-302 causando posible fuga a través de sellos, bridas o conexiones.	9	**C (ALARP)**	3	3	2	Unidad PSR	Gas natural
14	AGRIZAR _VPM_14	Falla en la integridad física de uno de los intercambiadores de calor HEX-301 a 302 por corrosión ocasionando disminución de temperatura en el sistema que causa congelamiento y fractura del sistema con fuga de material a través de conexiones/sellos con posibilidad de incendio y explosión.	8	**C (ALARP)**	2	4	2	Unidad PSR	Gas natural
15	AGRIZAR _VPM_15	Presión de descarga en tanque contenedor igual a presión en sistema PRS ocasionando acumulación de gas natural en el sistema	6	**C (ALARP)**	3	2	1	Área de descarga	Gas natural

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Nodo	Instalación	Sustancia
16	AGRIZAR _VPM_16	Incremento de la humedad relativa en el medio ambiente ocasionando incremento en la corrosión galvánica externa e interna ocasionando agrietamiento con fractura causando posible fuga de gas natural a la atmósfera:	6	**C (ALARP)**	3	2	1	Área de descarga	Gas natural
17	AGRIZAR _VPM_17	Material fuera de especificaciones y sin la calidad solicitada, lo que ocasiona agrietamiento por fatiga de material, o agrietamiento inducido por nitrógeno ocasionando posible fuga de gas natural con riesgo de nube inflamable y posible incendio y/o explosión	6	**C (ALARP)**	3	2	1	Área de descarga	Gas natural
18	AGRIZAR _VPM_18	Errores operativos en el cierre de válvulas al inicio y durante el proceso de descompresión ocasionando ineficiencia en descarga y demoras.	6	**C (ALARP)**	3	2	1	Área de descarga	Gas natural
19	AGRIZAR _VPM_19	Caída de una tormenta eléctrica que mediante un rayo ocasione daños a los semirremolques estacionados y PSR ocasionando posible incendio y/o explosión de gas natural en los semirremolques.	6	**C (ALARP)**	3	2	1	Área de descarga	Gas natural
20	AGRIZAR _VPM_20	Inundación en el patio de descarga de los semirremolques de GNC y PSR ocasionando suspensión de suministro de gas natural a invernaderos de AGRIZAR	6	**C (ALARP)**	3	2	1	Área de descarga	Gas natural
21	AGRIZAR _VPM_21	Hundimientos de terreno que puede causar movimiento o tensión de los semirremolques de GNC ocasionando hundimientos de las de la infraestructura con posibles daños estructurales	6	**C (ALARP)**	3	2	1	Área de descarga	Gas natural
22	AGRIZAR _VPM_22	Colisión o choque de dos semirremolques al estarse estacionando en el área de descarga ocasionando daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión	6	**C (ALARP)**	3	2	1	Área de descarga	Gas natural
23	AGRIZAR _VPM_23	Sobrecalentamiento de GNC en HEX-301/302 ocasionando posible sobrepresión en el sistema que	6	**C (ALARP)**	3	2	2	Unidad HCM	Gas natural

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Nodo	Instalación	Sustancia
		puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio/atmósfera explosiva							
24	AGRIZAR _VPM_24	Obstrucción en filtro coalescente antes de válvula reductora de presión ocasionando sobrepresión del sistema e incremento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor HEX-301-302 causando posible fuga a través de sellos, bridas o conexiones	6	**C (ALARP)**	3	2	2	Unidad HCM	Gas natural
25	AGRIZAR _VPM_25	Falla en conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras ocasionando Fuga de gas natural con riesgo de incendio y explosión	6	**C (ALARP)**	3	2	2	Unidad HCM	Gas natural
26	AGRIZAR _VPM_26	Falla en medidores de temperatura en primera etapa de descompresión ocasionando sobrepresión del sistema e incremento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor HEX-301-302 causando posible fuga a través de sellos, bridas o conexiones	6	**C (ALARP)**	3	2	2	Unidad HCM	Gas natural
27	AGRIZAR _VPM_27	Menor flujo de gas natural por obstrucción en filtro coalescente ocasionando sobrepresión del sistema e incremento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor HEX-301-302 causando posible fuga a través de sellos, bridas o conexiones	6	**C (ALARP)**	3	2	2	Unidad HCM	Gas natural
28	AGRIZAR _VPM_28	Pérdida de transferencia de calor por fouling en intercambiadores de calor ocasionando Temperatura fuera de intención de diseño causando fuga de gas natural	6	**C (ALARP)**	3	2	2	Unidad HCM	Gas natural
29	AGRIZAR _VPM_29	Falla en válvula de control de primera etapa de descompresión ocasionando Fuga de gas natural a través de sellos o conexiones por alta presión en reguladores.	6	**C (ALARP)**	3	2	3	Unidad PSR	Gas natural

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Nodo	Instalación	Sustancia
30	AGRIZAR _VPM_30	Falla de medidores de presión en etapa de descompresión ocasionando posible sobrepresión del sistema ocasionando fuga de gas natural	6	**C (ALARP)**	3	2	3	Unidad PSR	Gas natural
31	AGRIZAR _VPM_31	Falla en calibración / Set point incorrecto de válvulas en etapa de descompresión ocasionando fuga de gas natural por sobrepresión del sistema.	6	**C (ALARP)**	3	2	3	Unidad PSR	Gas natural
32	AGRIZAR _VPM_32	Falla de válvulas en etapa de descompresión ocasionando Descarga de gas natural a presión inferior del set point ocasionando temperatura de operación por debajo de la intención de diseño. Fuga de gas natural por falla en materiales.	6	**C (ALARP)**	3	2	3	Unidad PSR	Gas natural
33	AGRIZAR _VPM_33	Válvulas manuales de venteo en etapa de descompresión abiertas por descuido operacional ocasionando Fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva.	6	**C (ALARP)**	3	2	3	Unidad PSR	Gas natural
34	AGRIZAR _VPM_34	Falla en válvula reductora de presión. Sin consecuencias en el proceso. Mayor consumo de gas natural en HCM para lograr rango de temperatura.	6	**C (ALARP)**	3	2	3	Unidad PSR	Gas natural
35	AGRIZAR _VPM_35	Mayor flujo de gas natural a boiler por falla / desajuste en válvula de control de flujo, ocasionando Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol con posible sobrepresión del sistema PRM causando fuga de gas natural.	6	**C (ALARP)**	3	2	4	Unidad de calentamiento HCM	Gas natural
36	AGRIZAR _VPM_36	Incorrecto set point en válvulas de control, ocasionando sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol con posible sobrepresión del sistema PRM causando fuga de gas natural.	6	**C (ALARP)**	3	2	4	Unidad de calentamiento HCM	Gas natural

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Nodo	Instalación	Sustancia
37	AGRIZAR _VPM_37	Bloqueo de tubería de circuito de refrigerante, ocasionando sobrepresión del sistema causando fuga a través de sellos, conexiones o empaquetaduras.	6	**C (ALARP)**	3	2	5	Unidad de calentamiento HCM	Gas natural
38	AGRIZAR _VPM_38	Falla en medidor de flujo / válvula de compensación de refrigerante ocasionando sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol para que GNC alcance temperatura de operación. Cavitación en tubería y daño de bomba.	6	**C (ALARP)**	3	2	5	Unidad de calentamiento HCM	Gas natural
39	AGRIZAR _VPM_39	Falla en sellos o conexiones desde sistema PRS hacia boiler, ocasionando fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva. Escenario analizado.	6	**C (ALARP)**	3	2	5	Unidad de calentamiento HCM	Gas natural
40	AGRIZAR _VPM_40	Falla en medidores de temperatura en línea de gas, ocasionando apertura de válvula para la compensación de refrigerante aumentando el flujo de agua/glicol en boiler reduciendo la temperatura a la salida del boiler.	6	**C (ALARP)**	3	2	5	Unidad de calentamiento HCM	Gas natural
41	AGRIZAR _VPM_41	Válvula BV-220 parcialmente cerrada por descuido operacional, ocasionando fuga de gas natural a la atmósfera.	6	**C (ALARP)**	3	2	6	Tubería de suministro de baja presión	Gas natural
42	AGRIZAR _VPM_42	Fuga a través de conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras, ocasionando fuga de gas natural con riesgo de nube inflamable y posible incendio y/o explosión	4	**D (Tolerable)**	2	2	1	Unidad PSR	Gas natural
43	AGRIZAR _VPM_43	Tanques contenedores operando a mayor presión (falla humana al sobrecargar contenedores), ocasionando ruptura catastrófica de tubería/conexiones por sobre presión del sistema	4	**D (Tolerable)**	2	2	1	Unidad PSR	Gas natural
44	AGRIZAR _VPM_44	Falla en cierre de válvulas de control de flujo (normalmente cerrada) por falta de mantenimiento, sin consecuencias en nodo. Entrada temprana de gas natural al sistema	4	**D (Tolerable)**	2	2	1	Unidad PSR	Gas natural

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Nodo	Instalación	Sustancia
45	AGRIZAR _VPM_45	Sismo de magnitud igual o mayor a 7 grados escala de Richter, ocasionando Daños estructurales a la infraestructura de la planta	4	**D (Tolerable)**	2	2	1	Unidad PSR	Gas natural
46	AGRIZAR _VPM_46	Menor flujo de gas natural por falla en válvula de control de flujo, ocasionando posible sobrepresión del sistema causando fuga de GN a través de sellos o conexiones	4	**D (Tolerable)**	2	2	2	Unidad PSR	Gas natural
47	AGRIZAR _VPM_47	Falla en válvulas de control en segunda y tercera etapas de descompresión, ocasionando fuga de gas natural a través de sellos o conexiones por alta presión en descarga de PRS	4	**D (Tolerable)**	2	2	3	Unidad PSR	Gas natural
48	AGRIZAR _VPM_48	Falla de medidores de presión PI-301 a 303, ocasionando posible operación por debajo de temperatura de diseño. Fuga de gas natural por falla en materiales.	4	**D (Tolerable)**	2	2	3	Unidad PSR	Gas natural
49	AGRIZAR _VPM_49	Falla en válvula reguladora de flujo, ocasionando Posible aumento de temperatura en gas natural. El sistema opera con menor flujo de GNC (<2,000 m^3/h)	4	**D (Tolerable)**	2	2	3	Unidad PSR	Gas natural
50	AGRIZAR _VPM_50	Falla en válvula reductora n primera etapa de descompresión, ocasionando posible sobrepresión del sistema causando fuga de gas natural.	4	**D (Tolerable)**	2	2	3	Unidad PSR	Gas natural
51	AGRIZAR _VPM_51	Previa falla en válvulas de descompresión que daña válvulas de control de flujo de gas hacia boiler, ocasionando posible sobrepresión que causa fuga a través de sellos, conexiones o bridas	4	**D (Tolerable)**	2	2	4	Unidad de calentamiento HCM	Gas natural
52	AGRIZAR _VPM_52	Falla en medidores de temperatura en línea de gas, ocasionando Aumento de temperatura en boiler causando cambio de fase en refrigerante.	4	**D (Tolerable)**	2	2	4	Unidad de calentamiento HCM	Gas natural

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Nodo	Instalación	Sustancia
53	AGRIZAR _VPM_53	Bloqueo de gas natural en línea de suministro, ocasionando falla en alimentación de gas natural a boiler. Mezcla agua/glicol recirculado en HCM operando a baja temperatura a salida del boiler	4	**D (Tolerable)**	2	2	4	Unidad de calentamiento HCM	Gas natural
54	AGRIZAR _VPM_54	Aumento de la temperatura del gas natural, debido a agentes externos, tales como un incendio, provocando alta presión, ocasionando sobrecalentamiento de la tubería ocasionando una sobre presión que puede ocasionar ruptura y fuga de gas natural	4	**D (Tolerable)**	2	2	6	Tubería de suministro de baja presión	Gas natural
55	AGRIZAR _VPM_55	Falla del regulador REG-0, ocasionando aumento de flujo en tubería ocasionando sobre presión y posibilidad de fuga de gas natural en conexiones, bridas y sellos	4	**D (Tolerable)**	2	2	6	Tubería de suministro de baja presión	Gas natural
56	AGRIZAR _VPM_56	Fallas válvula de control de flujo, medidores de presión, medidores de temperatura, debido a desgastes internos o ruptura de algún elemento interno o de control (solenoides, elastómeros, etc), ocasionando fuga de gas natural a la atmósfera	3	**D (Tolerable)**	3	1	1	Unidad PSR	Gas natural
57	AGRIZAR _VPM_57	El personal de mantenimiento no se encuentra capacitado y aplica de manera ineficiente el programa, ocasionando Falla de las válvulas medidoras de presión, temperatura y accesorios PRS	3	**D (Tolerable)**	3	1	1	Unidad PSR	Gas natural
58	AGRIZAR _VPM_58	Desajuste / falla de válvula de control de flujo a entrada de PRS por falta de mantenimiento, ocasionando Posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva.	3	**D (Tolerable)**	3	1	2	Unidad PSR	Gas natural
59	AGRIZAR _VPM_59	Válvula manual a entrada de línea de gas cerrada por descuido operacional, ocasionando refrigerante no es calentado de acuerdo a las especificaciones de diseño	3	**D (Tolerable)**	3	1	4	Unidad de calentamiento HCM	Gas natural

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Nodo	Instalación	Sustancia
60	AGRIZAR _VPM_60	Baja eficiencia en la transferencia de calor debido a fouling en intercambiadores de calor HX-301 a 302, ocasionando falla en la integridad física de intercambiador de calor: Disminución de temperatura en el sistema. Operación del sistema PRS a temperatura fuera de diseño.	3	**D (Tolerable)**	3	1	5	Unidad de calentamiento HCM	Gas natural
61	AGRIZAR _VPM_61	Falla eléctrica /Desajuste de la válvula de recepción de sistema PRS, ocasionando Posible aumento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor por falla en respuesta de HCM. Un aumento excesivo de temperatura podría ocasionar sobrepresión y fuga de GN.	2	**D (Tolerable)**	2	1	2	Unidad PSR	Gas natural
62	AGRIZAR _VPM_62	Falla en acoplamiento/equipo al inicio de operaciones, ocasionando fuga de material a la atmósfera	2	**D (Tolerable)**	2	1	2	Unidad PSR	Gas natural
63	AGRIZAR _VPM_63	Presión en descarga de PRS mayor a presión de entrada, ocasionando liberación de material en tuberías a la atmósfera	2	**D (Tolerable)**	2	1	3	Unidad de calentamiento HCM	Gas natural
64	AGRIZAR _VPM_64	Falla de medidores de temperatura en línea de suministro de gas, ocasionando baja temperatura de operación en sistema HCM y PRS	2	**D (Tolerable)**	2	1	4	Unidad de calentamiento HCM	Gas natural
65	AGRIZAR _VPM_65	Falla en medidor de flujo / válvula de alimentación BV-220, ocasionando Falla en el suministro de gas natural a los equipos de la empresa AGRIZAR	2	**D (Tolerable)**	2	1	6	Tubería de suministro de baja presión	Gas natural
66	AGRIZAR _VPM_66	Condiciones atmosféricas adversas que generan sobrecalentamiento de tanque contenedor, ocasionando sobrepresión en mangueras y conexiones de poste de descarga. Aumento de temperatura en primera etapa de descompresión	1	**D (Tolerable)**	1	1	6	Tubería de suministro de baja presión	Gas natural
67	AGRIZAR _VPM_67	Flujo de nitrógeno entrando por válvula manual venteo, ocasionando operación normal en purga de tubería	1	**D (Tolerable)**	1	1	6	Tubería de suministro de baja presión	Gas natural

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Nodo	Instalación	Sustancia
68	AGRIZAR _VPM_68	Disminución de la temperatura ambiental, ocasionando sobrepresión en el ducto de gas natural	1	**D (Tolerable)**	1	1	6	Tubería de suministro de baja presión	Gas natural

IV.5.- Análisis cuantitativo de riesgos

IV.5.1.- Análisis de frecuencias

Con base en la jerarquización de riesgo realizada en el análisis HAZOP, en la tabla siguiente presentamos los posibles escenarios potenciales de riesgo del **Proyecto**. Cabe señalar que la causa de las consecuencias deriva en fugas de gas natural, ya sea por causas operacionales (mayor flujo y mayor presión), los cuales se traducirán en los eventos hipotéticos de falla para el análisis de frecuencias y de riesgo a ser modelados, en la siguiente sección. Los eventos de fallas y riesgo por fugas de gas natural determinados que pueden ocasionar incendio o explosión si llegase alcanzar un agente detonante que causan daños al personal, a la población, de impacto ambiental y daño a la producción e instalaciones.

Para la selección de dichos escenarios, se consideró como criterio aquellos con un índice de riesgo igual o mayor a 8 unidades con severidad de consecuencia igual o mayor a 4. Ninguno de los escenarios identificados fue clasificado dentro de la región de riesgo no tolerable.

Tabla 36. Escenarios potenciales de riesgo identificados como catastrófico, más probables y alternos.

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Tipo	Referencia de origen
1	AGRIZAR _VPM_1	Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo.	12	**C (ALARP)**	Caso Más probable	Presión: Nodo 1 desviación 1.2 Flujo: Nodo 1 desviación 1.5
2	AGRIZAR _VPM_2	Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	12	**C (ALARP)**	Caso alterno	Sin seguridad y vigilancia: Nodo 1 desviación 1.16
3	AGRIZAR _VPM_3	Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con	12	**C (ALARP)**	Caso Más probable	Presión: Nodo 6, desviación 6.2

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Tipo	Referencia de origen
		posibilidad de incendio y explosión				
4	AGRIZAR _VPM_4	Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva	12	**C (ALARP)**	Peor Caso (Catastrófico)	Flujo: Nodo 3 desviación 3.4

Para estos escenarios se realizará el análisis de frecuencias de acuerdo con la metodología del árbol de fallas. Se analizará en primera instancia el escenario conforme a la secuencia y jerarquía establecida.

IV.5.1.1.- Metodología de árbol de fallas

El análisis de árbol de fallas (FTA, por sus siglas en inglés (Fault Tree Analysis)) es una herramienta gráfica para explorar las causas de fallas a nivel del sistema. Utiliza lógica booleana para combinar una serie de eventos de nivel inferior y es básicamente un enfoque de arriba hacia abajo para identificar las fallas de nivel de componente (evento básico) que causan que ocurra la falla de nivel del sistema (evento superior).

El análisis del árbol de fallas consta de dos elementos "eventos" y "puertas lógicas" que conectan los eventos para identificar la causa del evento superior no deseado.

El análisis del árbol de fallas se puede utilizar para realizar todo tipo de procesos de evaluación de riesgos a nivel del sistema. El propósito de FTA es identificar de manera efectiva la (s) causa (s) de falla del sistema y mitigar los riesgos antes de que ocurra.

Esta es una herramienta invaluable para sistemas complejos que muestra visualmente la forma lógica de identificar el problema. Además, la eficiencia del sistema se puede lograr mediante este análisis. El árbol de fallas utiliza puertas lógicas para realizar el análisis.

Existen numerosos símbolos FTA, pero estos se dividen en dos categorías, símbolos de evento y símbolos de puerta.

Tabla 37. Símbolos de eventos en FTA

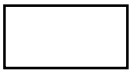
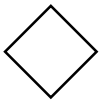
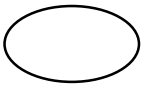
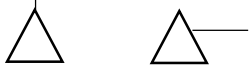
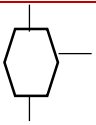
No.	Símbolo de evento	Descripción
1		Evento primario o básico de falla. Es un evento aleatorio y hay suficientes datos disponibles
2		Estado del evento del sistema, subsistema o componente.
3		Fallo secundario o evento en desarrollo, se puede explorar más a fondo.
4		Evento condicional y está asociado con la ocurrencia de algún otro evento
5		Evento de la casa que representa la ocurrencia o no ocurrencia de un evento.
6	entrada  salida	Transferir entradas y salidas de símbolos utilizados para replicar una rama o subárbol del FTA.

Tabla 38. Símbolos de puertas en el FTA.

No.	Símbolo de evento	Descripción
1	Puerta final 	El evento de salida ocurre cuando ocurren todos los eventos de entrada.
2	Puerta 	El evento de salida ocurre cuando ocurre al menos uno de los eventos de entrada
3	Prioridad y Puerta 	El evento de salida ocurre cuando todos los eventos de entrada ocurren en el orden de izquierda a derecha.
4	Exclusivo o Puerta 	El evento de salida ocurre si ocurre alguno de los dos eventos de entrada, pero no ambos.
5	Inhibir Puerta 	El evento de salida ocurre cuando ocurre el evento de entrada y se cumplen las condiciones satisfactoriamente.

Procedimiento

- Definir la falla principal que se analizará, en otras palabras, identificar el evento superior no deseado.
- Identificar los contribuyentes de primer nivel que están justo por debajo del nivel superior utilizando la información técnica disponible.
- Vincular estos contribuyentes al evento de nivel superior mediante el uso de puertas lógicas (puertas Y, O), y también ver la relación, de modo que ayude a identificar la puerta lógica apropiada
- Identificar los contribuyentes de segundo nivel y vincularlos a la parte superior mediante el uso de puertas lógicas.
- Identificar el conjunto de cortes mínimo.
- Repita los mismos pasos hasta las causas básicas.
- Finalmente completar y evaluar el FTA.
- Calcular la probabilidad de ocurrencia de elementos de nivel más bajo y también medir las probabilidades de abajo hacia arriba.

Análisis cuantitativo del árbol de fallas

El evento superior indeseable ocurre si ocurre uno o más de los conjuntos de cortes mínimos, por lo tanto, el objetivo principal es identificar los conjuntos de cortes mínimos. Además, si todos los cortes mínimos son independientes entre sí, entonces podríamos calcular la probabilidad del evento superior indeseable.

El Suceso Top: **INCENDIO O EXPLOSIÓN** puede ser producido solo por uno de los sucesos intermedios, los cuales son las entradas de la puerta A, entonces las combinaciones de acuerdo con lo establecido en el árbol de fallos y errores son las siguientes.

ÁRBOL A

$$P(A) = P(B) * P(C)$$

Siguiendo en el árbol las puertas B y C se subdividen en árboles por lo tanto vamos a analizar el ramal o el subárbol de la puerta B.

SUBÁRBOL B

Combinaciones de los sucesos básicos que pertenecen a la Puerta (B):

$$P(B) = P(D) + P(E)$$

PUERTA D

$$P(D) = \Pi_j^k{}_{=1}(P_j\ (t))$$

PUERTA E

$$P(E) = \Pi_j^k{}_{=1}(P_j\ (t))$$

Donde:

Pj = es la probabilidad de falla del conjunto de cortes mínimos.

PUERTA C

P(C) = Probabilidad n

IV.5.1.2.- Eventos a desarrolla para el árbol de fallas de los escenarios de riesgo

AGRIZAR _VPM_1: Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo.

Para que se produzca este fallo inaceptable y subsiguiente estallido e incendio, es necesario que den dos sucesos simultáneamente:

- Que haya fallado la salvaguarda:
    - Paro de emergencia, a la activación de un paro de emergencia, el PLC envía la orden de cierre de válvulas y la interrupción de energía eléctrica a los arrancadores.
    - Indicadores de baja/alta presión.
    - Sistema de detección de gases / ventilación.
    - Cierre de válvula de seccionamiento.
- Que falle la tubería y/o accesorios de interconexión por deficiencias en el diseño, construcción o materiales, errores humanos, daño por terceros, o deficiencias por falta de mantenimiento.

Tabla 39. Frecuencias de fallas para los sucesos del evento 1

No.	Evento de falla	Probabilidad
No.	Fugas externas de válvulas de aislamiento	2.30E-04
1	Falla (fisura) de tuberías / ductos	1.20E-03
2	Error al no conectar correctamente la manguera	1.00E-03
3	Desconexión de la manguera en operación	3.00E-03
4	Falla de acoplamiento por corrosión o fatiga	1.20E-03
5	Falla de acoplamiento por diseño mecánico	3.00E-02
6	Falla por manguera de material inadecuado	1.00E-03
7	Falla en los procedimientos de inspección física	8.00E-02
8	Fallas del transmisor de presión	1.00E-05

Fuente: Guidelines for Process Equipment Realibility Data with Data Tablas, AICHE, 1998.

Tabla 40. Solución de puertas del árbol de fallas para los sucesos del evento 2.

<table>
<tr><th colspan="6">AGRIZAR _VPM_1: Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo.</th></tr>
<tr><td colspan="6">Transferencia iniciada</td></tr>
<tr><td>Fugas externas de válvulas de aislamiento</td><td>2.30E-04</td><td rowspan="2">Falla de un elemento de conducción</td><td rowspan="2">1.43E-03</td><td rowspan="4">5.43E-03</td><td rowspan="6">6.09E-04</td></tr>
<tr><td>Falla (fisura) de tuberías / ductos</td><td>1.20E-03</td></tr>
<tr><td>Error al no conectar correctamente la manguera</td><td>1.00E-03</td><td rowspan="2">Error humano</td><td rowspan="2">4.00E-03</td></tr>
<tr><td>Desconexión de la manguera en operación</td><td>3.00E-03</td></tr>
<tr><td colspan="5">Manguera conectada inadecuadamente</td></tr>
<tr><td>Falla de acoplamiento por corrosión o fatiga</td><td>1.20E-03</td><td>Falla mecánica</td><td>3.22E-02</td><td>1.12E-01</td></tr>
</table>

AGRIZAR _VPM_1: Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo.					
Falla de acoplamiento por diseño mecánico	**3.00E-02**				
Falla por manguera de material inadecuado	**1.00E-03**				
Falla en los procedimientos de inspección física	**8.00E-02**	**Falla en los procedimientos de control**	**8.00E-02**		
Fallas del transmisor de presión	**1.00E-05**				

Fuente: Elaboración propia con base en la metodología de árbol de fallas

AGRIZAR_VPM 2: Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.

Para que se produzca este fallo inaceptable y subsiguiente estallido e incendio, es necesario que den dos sucesos simultáneamente:

- Que haya fallado la integridad estructural:
  - Falla estructural.
  - Operaciones de carga y descarga de GNC.
- Que sucedan eventos extraordinarios que afecten al semirremolque
  - Evento extra operacional.
  - Causas naturales.

Tabla 41. Frecuencias de fallas para los sucesos del evento 2.

No.	Evento de falla	Probabilidad
1	Fallo de semirremolque por perforación	5.00E-09
2	Fallo del semirremolque por aplastamiento	3.50E-09
3	Fallo en el final o del costado del semirremolque por impacto	8.40E-08
4	Impacto por volcadura	3.31E-07
5	Colisión del semirremolque con otro vehículo	1.50E-03
6	Falla del recipiente por debilitamiento de las paredes por alta presión	8.60E-05

No.	Evento de falla	Probabilidad
7	Aperturas de válvulas de seguridad durante carga	3.00E-06
8	Falla de válvulas de seguridad por exceso de flujo de carga	3.90E-06
9	Movimiento de auto en esta de descarga por descuido operacional	3.42E-03
10	Golpe con maquinaria pesada	3.00E-06
11	Impacto con algún vehículo en etapa de descarga	2.00E-07
12	Acto vandálico o terrorista o sabotaje	5.60E-09
13	Inundación (lluvia torrencial)	1.40E-03
14	Sismo mayor a 9 en escala de Richter	3.00E-05
15	Erupción volcánica	2.00E-06
16	Incendio forestal	2.00E-06

Fuente: Informes técnicos, Metodologías para la evaluación del riesgo en el transporte de materiales y residuos peligrosos, 2002, CENAPRED, SEGOB.

Tabla 42. Solución de puertas del árbol de fallas para los sucesos del evento 2

AGRIZAR _VPM 2: Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan. Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.					
Integridad Estructural					
Fallo de semirremolque por perforación	**5.00E-09**	**Falla estructural**	**4.24E-07**	**1.59E-03**	**7.74E-06**
Fallo del semirremolque por aplastamiento	**3.50E-09**				
Fallo en el final o del costado del semirremolque por impacto	**8.40E-08**				
Impacto por volcadura	**3.31E-07**				
Colisión del semirremolque con otro vehículo	**1.50E-03**	**Operaciones de carga y descarga de GNC**	**1.59E-03**		
Falla del recipiente por debilitamiento de las paredes por alta presión	**8.60E-05**				
Aperturas de válvulas de seguridad durante carga	**3.00E-06**				

AGRIZAR _VPM 2: Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan. Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.					
Falla de válvulas de seguridad por exceso de flujo de carga	**3.90E-06**				
Eventos extraordinarios					
Movimiento de auto en esta de descarga por descuido operacional	**3.42E-03**	**Evento extra operacional**	**3.42E-03**	**4.86E-03**	
Golpe con maquinaria pesada	**3.00E-06**				
Impacto con algún vehículo en etapa de descarga	**2.00E-07**				
Acto vandálico o terrorista o sabotaje	**5.60E-09**				
Inundación (lluvia torrencial)	**1.40E-03**	**Causas naturales**	**1.43E-03**		
Sismo mayor a 9 en escala de Richter	**3.00E-05**				
Erupción volcánica	**2.00E-06**				
Incendio forestal	**2.00E-06**				

Fuente: Elaboración propia con base en la metodología de árbol de fallas

AGRIZAR _VPM 3: Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión.

Para que se produzca esta sobrepresión inaceptable y subsiguiente estallido e incendio, es necesario que den dos sucesos simultáneamente:

- Que haya fallado la Salvaguarda (válvula de corte automático y de seccionamiento)
- Que falle la válvula por falta de estanqueidad o falla en operación.

Tabla 43. Frecuencias de fallas para los sucesos del escenario 3

No.	Evento de falla	Probabilidad
1	Inundación lluvia torrencial	1.40E-04
2	Incendio forestal o cerca de la instalación	1.00E-04

No.	Evento de falla	Probabilidad
3	Golpe con maquinaria pesada	3.00E-03
4	Impacto de algún vehículo	2.00E-07
5	Error humano	1.00E-03
6	Daños por terceros	2.00E-03
7	Deficiencias de mantenimiento e inspección	3.70E-03
8	Falla de sistema básico de procesos (Sistema de Control Automátizado)	3.42E-03
9	Deficiencia de diseño y construcción/falla de materiales	2.50E-03
10	Falta de integridad mecánica de equipos	1.00E-02
11	Falla de accesorios y tuberías	9.64E-05
12	Falta de recubrimientos anticorrosivos	1.00E-03
13	Falta de inspecciones de seguridad	3.70E-03
14	Intemperismo extremo	1.00E-02
15	Fragilidad de materiales por arrastre de impurezas	1.00E-03
16	Aumento de corrosión tipo pitting	1.00E-02
17	Deficiencias de mantenimiento e inspección	3.70E-03
18	Error humano	1.00E-03
19	Falla de válvula de control automático de presión	1.31E-05
20	Falla de válvulas de seccionamiento	1.00E-04

Fuente: Guidelines for Process Equipment Realibility Data with Data Tablas, AICHE, 1998

Tabla 44. Solución de puertas del árbol de fallas para los sucesos del evento 3

AGRIZAR _VPM 3: Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión.		
Falla Mecánica		**5.23E-06**
Evento extra-operacional	**4.62E-02**	

AGRIZAR _VPM 3: Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión.						
Inundación lluvia torrencial	**1.40E-04**	**Evento extra-operacional**	**3.24E-03**			
Incendio forestal o cerca de la instalación	**1.00E-04**					
Golpe con maquinaria pesada	**3.00E-03**					
Impacto de algún vehículo	**2.00E-07**					
Evento Operacional						
Deficiencia de diseño y construcción/falla de materiales	**2.50E-03**	**Diseño**	**2.50E-03**	**4.30E-02**		
Falta de integridad mecánica de equipos	**1.00E-02**	**Integridad mecánica**	**1.01E-02**			
Falla de accesorios y tuberías	**9.64E-05**					
Falta de recubrimientos anticorrosivos	**1.00E-03**	**Corrosión externa**	**1.47E-02**			
Falta de inspecciones de seguridad	**3.70E-03**					
Intemperismo extremo	**1.00E-02**					
Fragilidad de materiales por arrastre de impurezas	**1.00E-03**	**Corrosión interna**	**1.10E-02**			
Aumento de corrosión tipo pitting	**1.00E-02**					
Deficiencias de mantenimiento e inspección	**3.70E-03**	**Mantenimiento**	**3.70E-03**			
Error humano	**1.00E-03**	**Error humano**	**1.00E-03**			
Falla del control de salvaguardas						
Falla de Control					**1.13E-04**	
Falla de válvula de control automático de presión	**1.31E-05**	**Falla de control**	**1.13E-04**			

AGRIZAR _VPM 3: Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión.					
Falla de válvulas de seccionamiento	**1.00E-04**				

Fuente: Elaboración propia con base en la metodología de árbol de fallas

AGRIZAR _VPM 4: Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva.

Para que se produzca este fallo inaceptable y subsiguiente estallido e incendio, es necesario que den dos sucesos simultáneamente:

- Que haya fallado las salvaguardas
    - Falla de control.
    - Falla eléctrica.
- Que haya fallado la integridad estructural:
    - Falla de estanqueidad.
    - Falla en operación.
- Que falle la tubería y/o accesorios de interconexión por deficiencias en el diseño, construcción o materiales, errores humanos, daño por terceros, o deficiencias por falta de mantenimiento.

Tabla 45. Frecuencias de fallas para los sucesos del escenario 4

No.	Evento de falla	Probabilidad
1	Fallo de válvula de control automático	1.31E-05
2	Fallo de indicador de presión	2.51E-02
3	Fallo de válvula de control de flujo	2.12E-04
4	Fallo de válvula de alta presión (Slam Shut)	1.19E-03
5	Fallo del Transmisor indicador de presión	2.51E-02
6	Deficiencia de diseño y construcción/falla de materiales	2.50E-03
7	Falta de integridad mecánica de equipos	1.00E-02

No.	Evento de falla	Probabilidad
8	Falla de accesorios y tuberías	9.64E-05
9	Falta de recubrimientos anticorrosivos	1.00E-03
10	Falta de inspecciones de seguridad	3.70E-03
11	Intemperismo extremo	1.00E-02
12	Fragilidad de materiales por arrastre de impurezas	1.00E-03
13	Aumento de corrosión tipo pitting	1.00E-02
14	Deficiencias de mantenimiento e inspección	3.70E-03
15	Error humano	1.00E-03
16	Inundación lluvia torrencial	1.40E-04
17	Incendio forestal o cerca de la instalación	1.00E-04
18	Golpe con maquinaria pesada	3.00E-03
19	Impacto de algún vehículo	2.00E-07
20	Falla del generador de emergencia	7.36E-02

Fuente: Guidelines for Process Equipment Realibility Data with Data Tablas, AICHE, 1998

Tabla 46. Solución de puertas del árbol de fallas para los sucesos del escenario 4

<table>
<tr><td colspan="5">AGRIZAR_VPM 4: Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva.</td></tr>
<tr><td colspan="4">Falla Mecánica</td><td rowspan="6">1.76E-04</td></tr>
<tr><td colspan="3">Evento extra-operacional</td><td rowspan="5">4.62E-02</td></tr>
<tr><td>Inundación lluvia torrencial</td><td>1.40E-04</td><td rowspan="4">Evento extra-operacional</td><td rowspan="4">3.24E-03</td></tr>
<tr><td>Incendio forestal o cerca de la instalación</td><td>1.00E-04</td></tr>
<tr><td>Golpe con maquinaria pesada</td><td>3.00E-03</td></tr>
<tr><td>Impacto de algún vehículo</td><td>2.00E-07</td></tr>
</table>

AGRIZAR_VPM 4: Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva.

Evento Operacional						
Deficiencia de diseño y construcción/falla de materiales	**2.50E-03**	**Diseño**	**2.50E-03**		**4.30E-02**	
Falta de integridad mecánica de equipos	**1.00E-02**	**Integridad mecánica**	**1.01E-02**			
Falla de accesorios y tuberías	**9.64E-05**					
Falta de recubrimientos anticorrosivos	**1.00E-03**	**Corrosión externa**	**1.47E-02**			
Falta de inspecciones de seguridad	**3.70E-03**					
Intemperismo extremo	**1.00E-02**					
Fragilidad de materiales por arrastre de impurezas	**1.00E-03**	**Corrosión interna**	**1.10E-02**			
Aumento de corrosión tipo pitting	**1.00E-02**					
Deficiencias de mantenimiento e inspección	**3.70E-03**	**Mantenimiento**	**3.70E-03**			
Error humano	**1.00E-03**	**Error humano**	**1.00E-03**			
Falla del control de salvaguardas						
Falla de Control						**3.80E-03**
Falla de válvula de control automático de presión	**1.31E-05**	**Falla de control**	**5.161E-02**			
Falla de indicador de presión	**2.51E-02**					
Fallo de la válvula de control de flujo	**2.12E-04**					
Falla de la válvula de alta presión	**1.19E-03**					
Falla de Transmisor indicador de presión	**2.51E-02**					

AGRIZAR_VPM 4: Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva.					
Falla eléctrica					
Falla del generador de emergencia	**7.36E-02**	Falla eléctrica	**7.36E-02**		

Fuente: Elaboración propia con base en la metodología de árbol de fallas

Figura. 49. Árbol de fallas de escenario 1

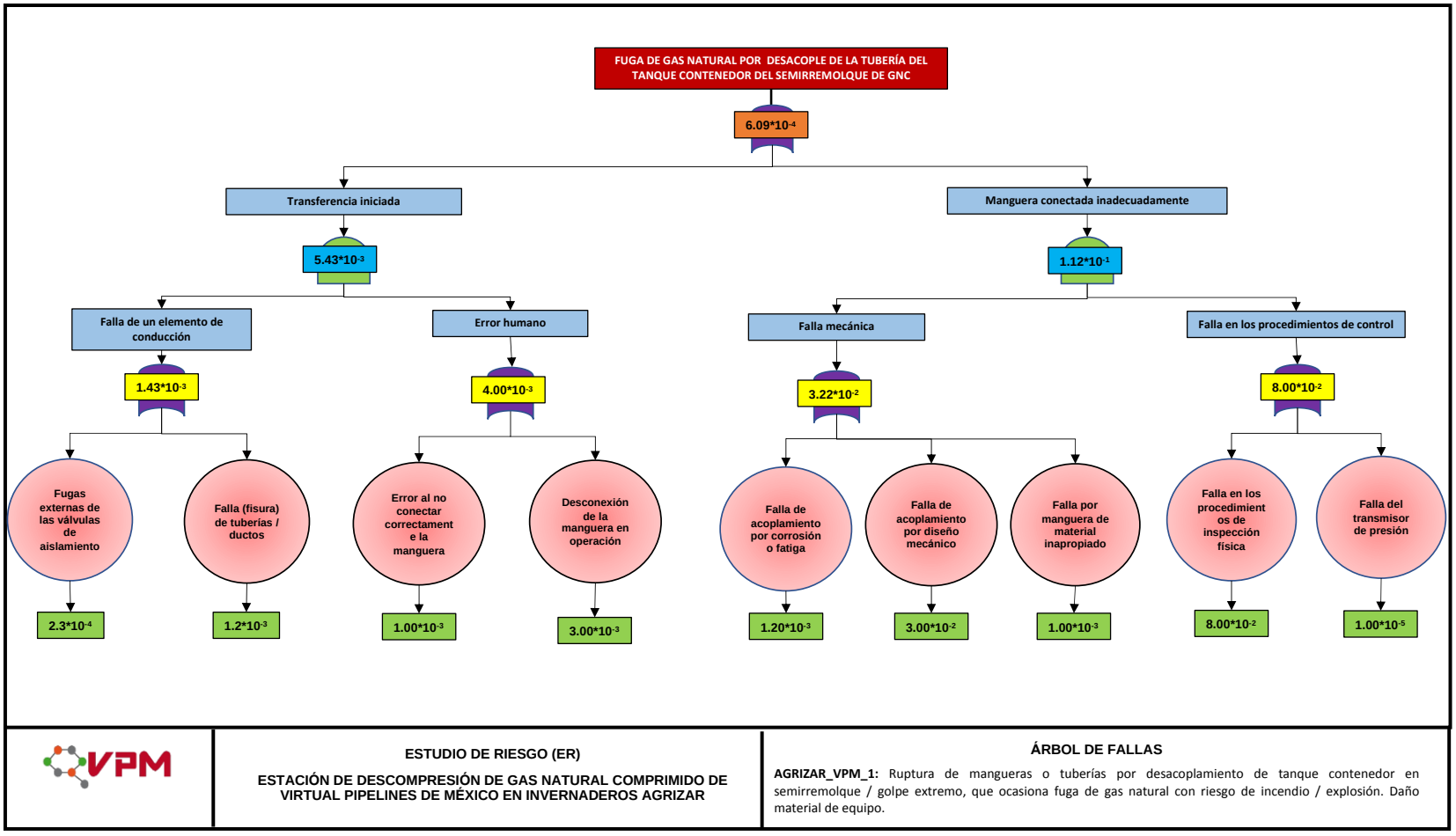
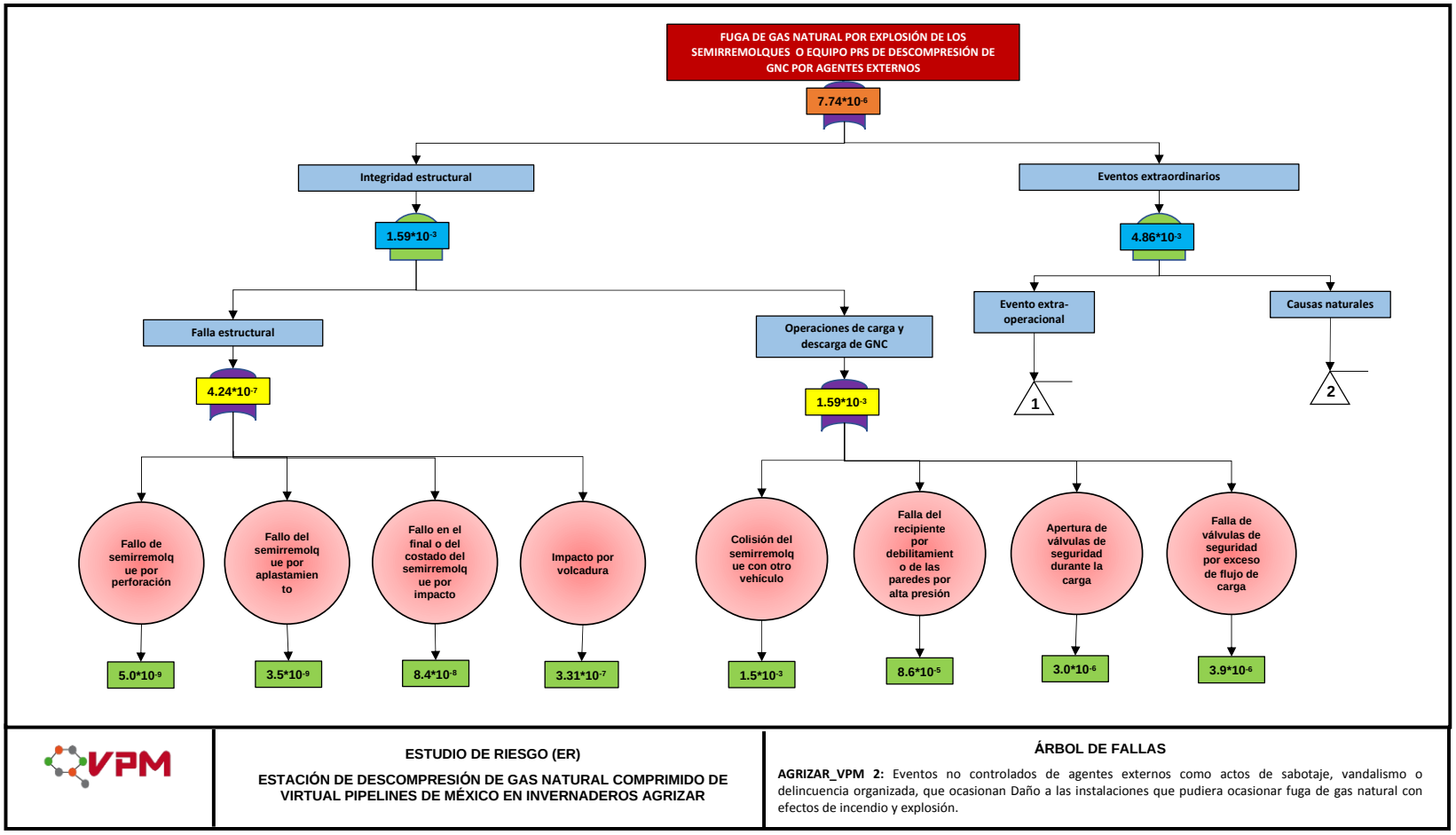


Figura. 50. Árbol de fallas de escenario 2 (1 de 2)



Árbol de fallas de escenario 2 (2 de 2)

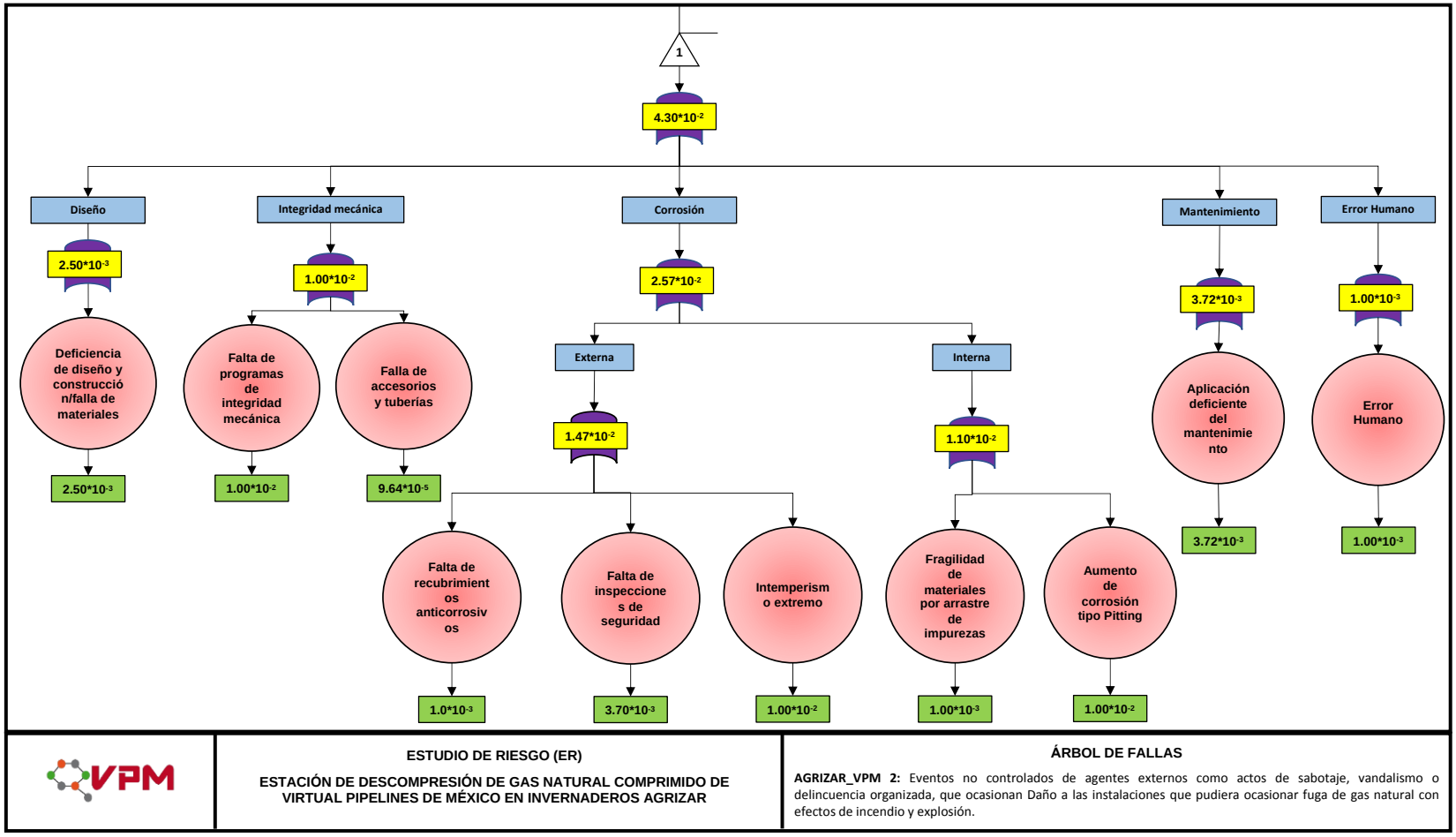
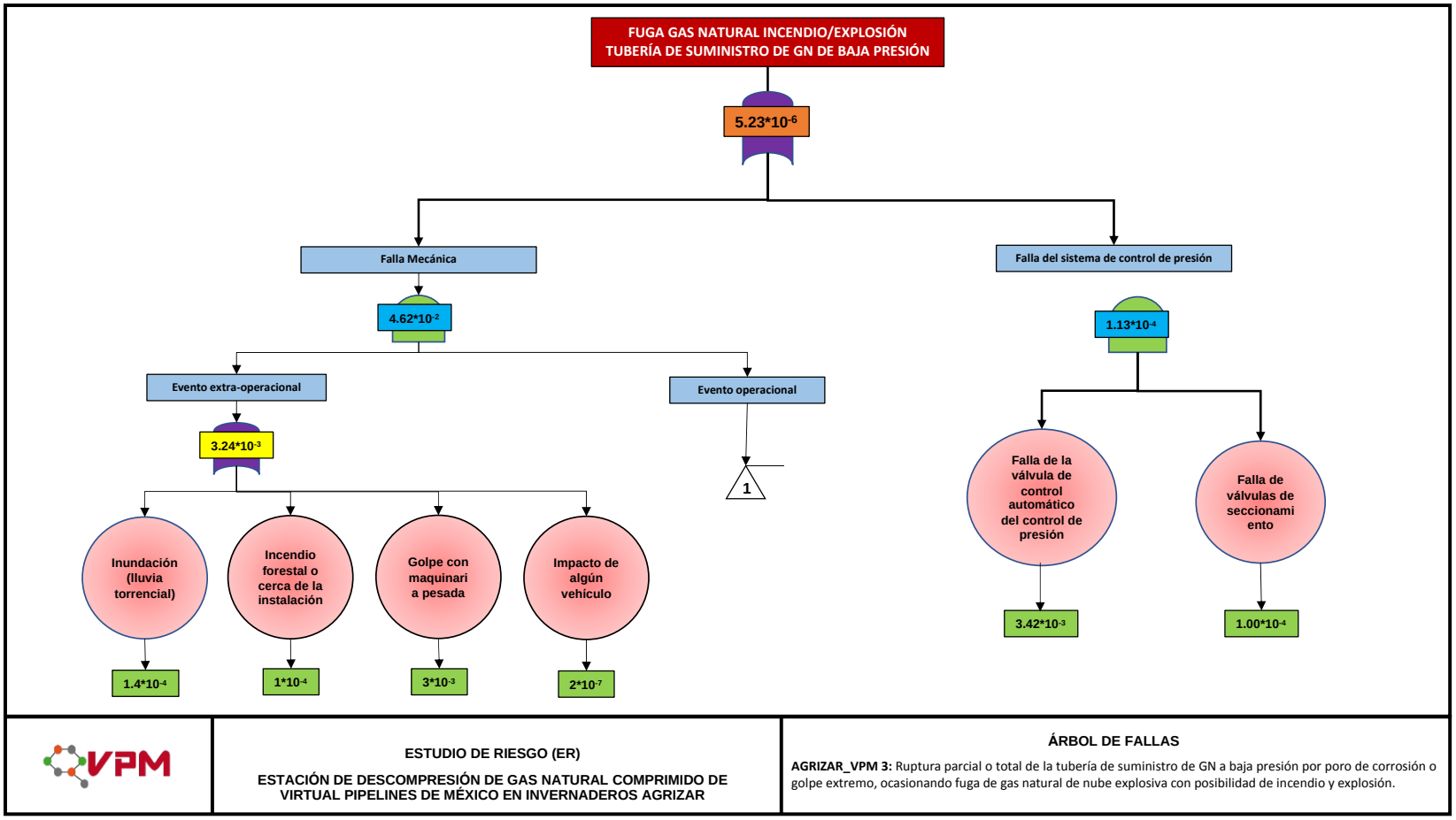
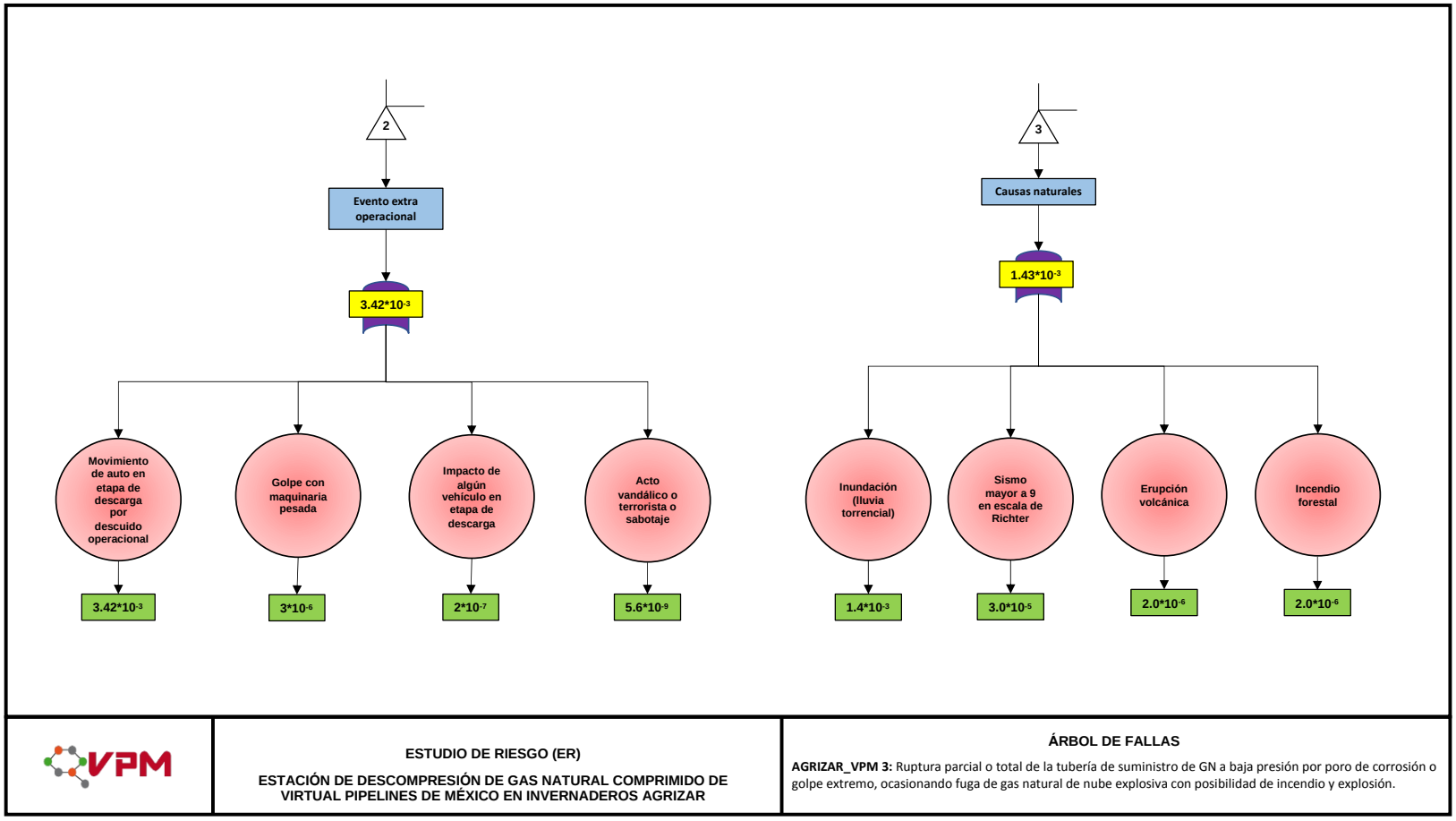


Figura. 51. Árbol de fallas de escenario 3 (1 de 2)

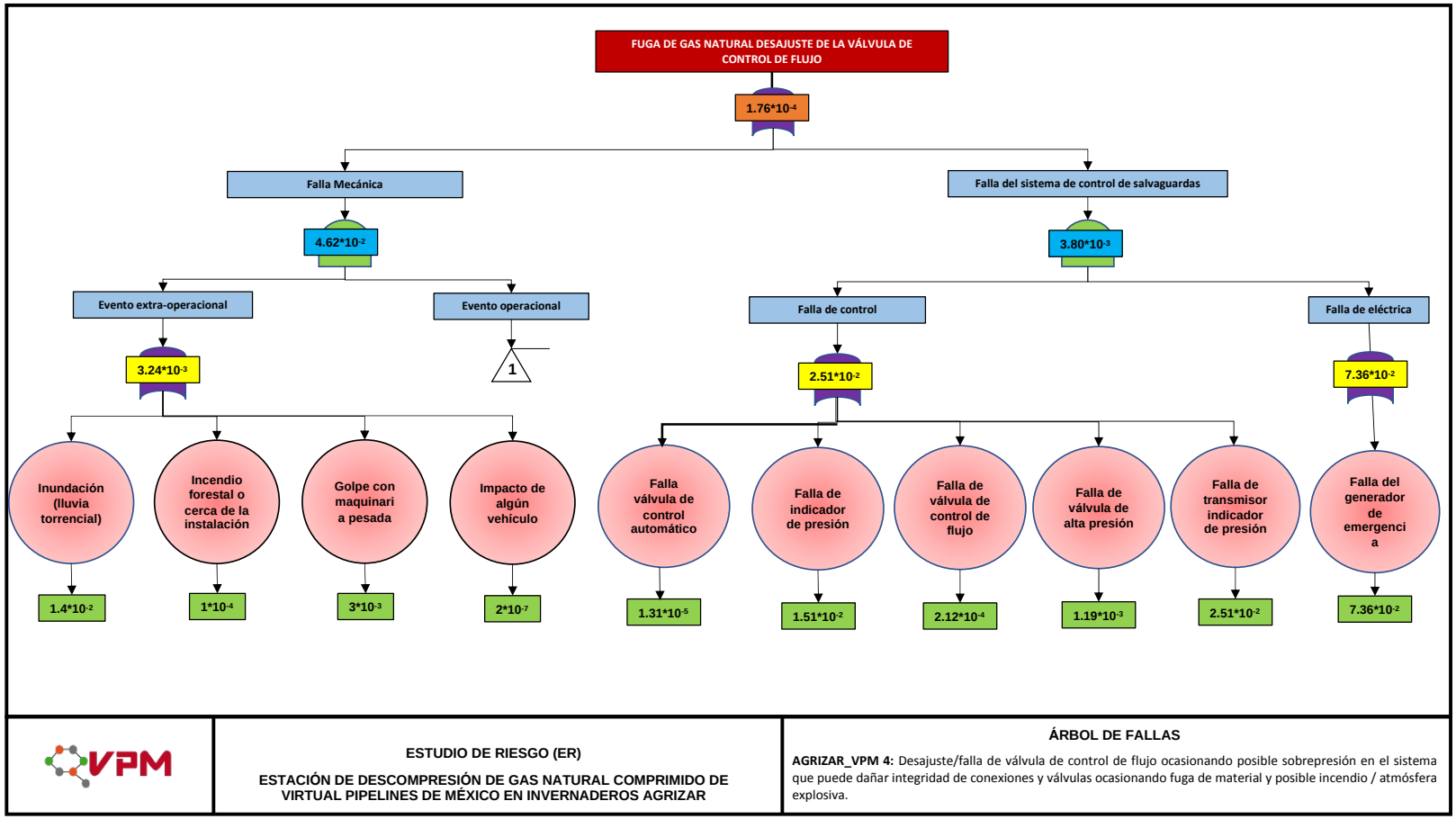


Árbol de fallas de escenario 3 (2 de 2)



VPM	ESTUDIO DE RIESGO (ER) ESTACIÓN DE DESCOMPRESIÓN DE GAS NATURAL COMPRIMIDO DE VIRTUAL PIPELINES DE MÉXICO EN INVERNADEROS AGRIZAR	ÁRBOL DE FALLAS **AGRIZAR_VPM 3:** Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión.

Figura. 52. Árbol de fallas de escenario 4 (1 de 2)



Árbol de fallas de escenario 4 (2 de 2)

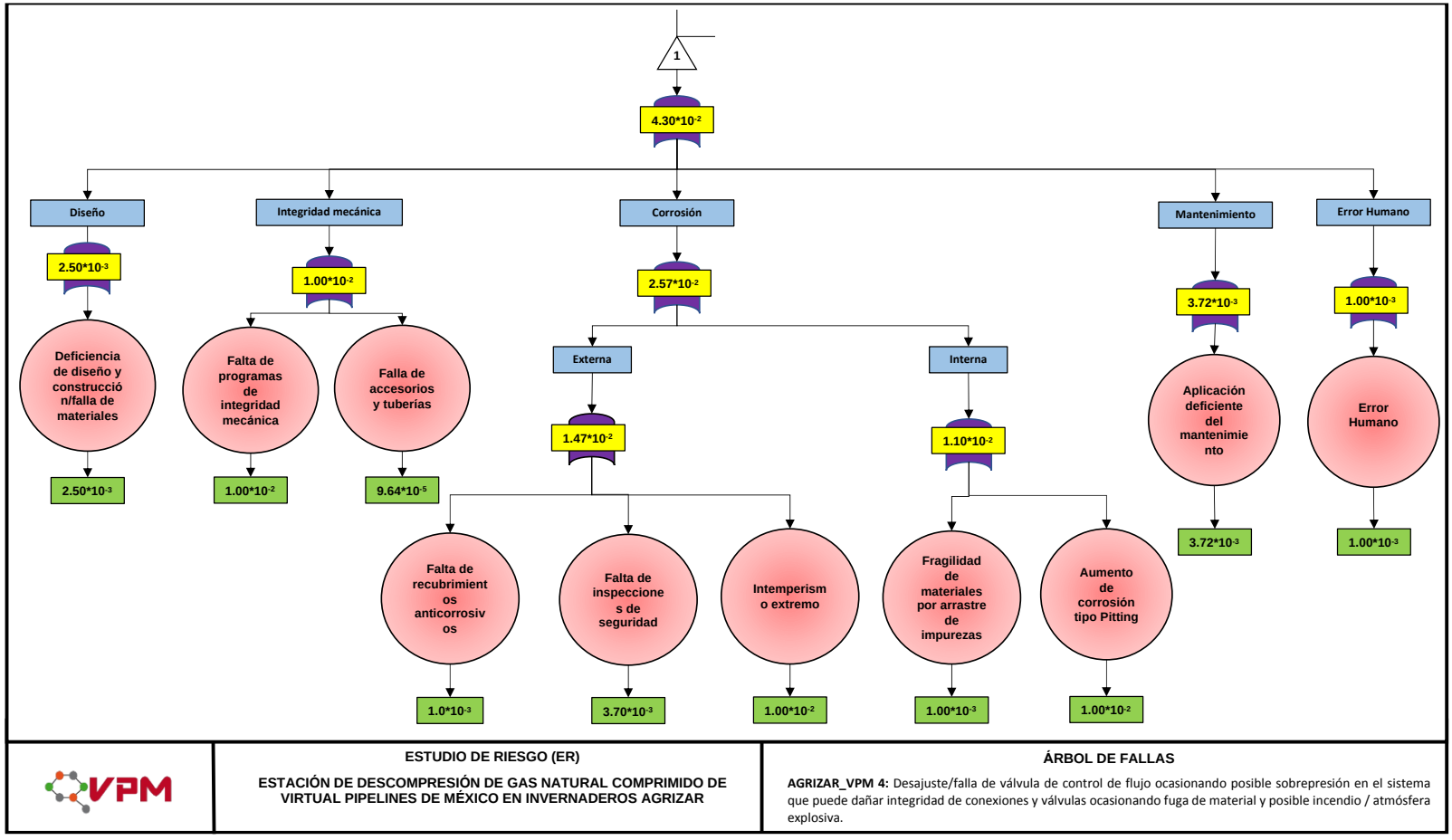


Tabla 47. Resultados de la solución de árboles de falla para los escenarios planteados

Escenario	Descripción	Resultado	Probabilidad de ocurrencia	Elementos que contribuyen
AGRIZAR_VPM_1	Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo.	6.09E-04	0.000609	Todos los elementos son contribuyentes
AGRIZAR_VPM_2	Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	7.74E-04	0.000774	
AGRIZAR_VPM_3	Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	5.23E-06	0.00000523	
AGRIZAR_VPM_4	Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva	1.76E-04	0.000176	

Fuente: Elaboración propia con base en la metodología de árbol de fallas

De acuerdo a la matriz de riesgo para jerarquizar los eventos de conformidad a la frecuencia por las probabilidades de ocurrencia de acuerdo a la tabla siguiente obtenida de los lineamientos para realizar Análisis de Riesgo de Proceso, Análisis de Riesgo de Ductos y Análisis de Riesgo de Seguridad Física, en Instalaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (COMERI-144), que es la calificación inicial de riesgos y primera etapa de cuantificación como correlación entre la Frecuencia y las Consecuencias y que en su contenido se encuentran valores con significado para la organización y apoyo en la toma de decisiones, debe contener los siguientes criterios bajo la descripción de frecuencias, categorías de riesgo y frecuencias.

Tabla 48. Criterios de categoría, descripción y frecuencia en una matriz de riesgos según COMERI

Categoría	Descripción de frecuencia ocurrida	Frecuencia/año
F6: Muy frecuente	Ocurre una o más veces en eun año	>1
F5: Frecuente	Ocurre una o más veces en un período de entre 1 y 5 años	>0.2 a 1

Categoría	Descripción de frecuencia ocurrida	Frecuencia/año
F4: Poco frecuente	Ocurre una o más veces en un período de entre 5 y 10 años	0.1 a 0.2
F3: Raro	Ocurre euna vez en un período mayor a 10 años	0.01 a 0.1
F2: Muy raro	Ocurre solamente una vez en la vida útil de la planta	0.001 a 0.01
F1: Extremadamente raro	Evento que es posible que ocurra, pero que a la fecha no existe ningún registro	0.0001 a 0.001

Fuente: Lineamientos para realizar Análisis de Riesgo de Proceso, Análisis de Riesgo de Ductos y Análisis de Riesgo de Seguridad Física, en Instalaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (COMERI-144).

A continuación, se jerarquizan los eventos de acuerdo a los índices de frecuencias obtenidos.

Tabla 49. Valores de frecuencia de los eventos

Evento	Descripción	Resultado	Probabilidad de ocurrencia	Elementos que contribuyen
AGRIZAR_VPM_1	Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo.	6.09E-04	0.000609	F1: Extremadamente raro
AGRIZAR_VPM_2	Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	7.74E-04	0.000774	F1: Extremadamente raro
AGRIZAR_VPM_3	Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	5.23E-06	0.00000523	F1: Extremadamente raro
AGRIZAR_VPM_4	Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva	1.76E-04	0.000176	F1: Extremadamente raro

Fuente: Elaboración propia con base en la metodología de árbol de fallas

IV.5.2.- Análisis de consecuencias

IV.5.2.1.- Desarrollo de la metodología de análisis de consecuencias

Debido a que los algoritmos físico-químicos que simulan el comportamiento de la difusión de las sustancias en el ambiente (aire, agua o suelo), así como la evaluación de los efectos físicos derivados de las consecuencias de ésta (radiación térmica, sobrepresión y nube explosiva), son de gran complejidad, se hace necesario el uso de modelos matemáticos computarizados, en este caso en específico se realizaron las simulaciones mediante el software SCRI-FUEGO Versión 2 (Herramienta Computacional de Análisis de Riesgos de Proceso), aceptado por la Agencia de Protección Ambiental (EPA), la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA) y la ASEA de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). El desarrollo del análisis de consecuencias se realizó de acuerdo con los requerimientos, formatos y consideraciones mencionadas en Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, cumpliéndose y justificándose cada parámetro, valor o información incluida en los requerimientos del simulador SCRI-FUEGO Versión 2.

Tabla 50. Lista de sustancias manejadas en el análisis de consecuencias

Sustancia	No. CAS	
Gas Natural	Metano 74-82-8	Etano 74-84-0

Fuente: Elaboración propia, con datos de la Hoja de seguridad

Las mezclas por ingresarse al simulador cumplen con lo señalado en el documento Guías Técnicas para realizar Análisis de Riesgo de Proceso PEMEX-SASIPA-SI, donde se menciona que por ningún motivo se debe simular eventos donde se ingresen sustancias puras, para este caso se determinaron mediante información proporcionada por PEMEX.

Tabla 51. Composición de las sustancias modeladas

Sustancia	Composición % mol
	Gas Natural
Metano	83.00%
Etano	11.00%
Nitrógeno	6.00%
Total	**100%**

Fuente: Hoja de datos de seguridad PEMEX

IV.5.2.1.1.- Evaluación de variables meteorológicas y estabilidad Pasquill

Para el comportamiento en la dispersión de las sustancias liberadas, la ASEA recomienda la estabilidad F (Según Pasquill), asociada a una velocidad promedio de viento de m/s, por lo que se realizó un estudio de valores promedio de las variables meteorológicas (temperatura ambiente, humedad relativa, velocidad del viento, y nubosidad) en el último año. Los datos climáticos fueron obtenidos de la estación climatológica con datos más cercana al área de estudio, la estación No. 11161 “La Begoña”, situada en la latitud 20°08’48 “y la longitud 110°08'26" W, Guanajuato, operada por Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), la cual cuenta con registros de 1951 al 2010.

IV.5.2.1.2.- Parámetros meteorológicos

- **Temperatura ambiente**
  - Temperatura máxima: 23.9 ºC
  - Temperatura media: 16.0 ºC
  - Temperatura mínima: 8.0 ºC
- **Precipitación**
  - Media anual: 401.1 mm
  - Máxima mensual: 203.9 mm
  - Máxima diaria: 103.2 mm
- **Humedad relativa**
  - Media anual: 55.0%
- **Presión barométrica:**
  - Media anual: 1,009 hPa
- **Altitud**
  - 2,030 msnm
- **Dirección y velocidad de los vientos**
  - Velocidad promedio 7.19 m/s y Dirección de los vientos predominantes Noroeste

El resultado de la interacción de los parámetros en especial la velocidad promedio del viento la cual se pasó con un análisis dimensional de horas a 7.19 m/s permitió considerar la estabilidad D (Según Pasquill) todo lo anterior basado en la tabla siguiente.

Tabla 52. Estabilidades según Pasquill

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

Condiciones de Pasquill	Atmósfera	Condiciones esperadas en el sitio
A	Muy inestable	Totalmente soleado con vientos ligeros
A/B	Inestable	Como A solo que menos soleado y con más vientos
B	Inestable	Como A/B solo que menos soleado y con más vientos
B/C	Moderadamente inestable	Sol y vientos moderados
C	Moderadamente inestable	Mucho sol o muchos vientos
C/D	Moderadamente inestable	Sol moderado con mucho viento
D	Neutral	Poco sol y mucho viento o nublado con mucho viento
E	Moderadamente estable	Menos sol y menos vientos que D, se considera de noche
F	Estable	Noche con nublado moderado y viento ligero
G	Muy estable	Existe posibilidad de Niebla

IV.5.2.1.3.- Tipos de eventos de riesgo que pudieran esperarse en las simulaciones

Una vez llevadas a cabo las simulaciones de las hipótesis mencionadas en el capítulo anterior se arrojaron diferentes tipos escenarios de acuerdo al comportamiento de la mezcla al liberarse al medio ambiente y las condiciones externas que se pueden presentar, por lo que es necesario entender

cada tipo de evento:

Dardo de fuego (Jet fire): El evento de Jet Fire se puede definir como una llama estacionaria de difusión de gran longitud y poca anchura, como la producida por un soplete de oxi-acetileno. Generalmente este evento ocurre cuando un material inflamable ha sido liberado a alta presión y se incendia a una distancia del punto de la descarga. La nube formada produce el incendio (Jet Fire) en cualquier momento, siempre y cuando esté por encima de su límite inferior de inflamabilidad y por debajo del superior, esta zona de la nube es la que se considera para determinar los efectos de radiación térmica.

Explosión de nube de gas no confinada (UVCE) y confinada (VCE): La explosión de nube de vapor no confinada se presenta cuando la sustancia ha sido dispersada y se incendia a una distancia del lugar de descarga. La magnitud de la explosión depende del tamaño de la nube y de las propiedades químicas de la sustancia. Las explosiones confinadas pueden dar lugar a deflagraciones y los efectos adversos que pueden provocar son: ondas de presión, formación de proyectiles y radiación térmica.

Nube explosiva Flamazo (Flash Fire): Para éste caso consideramos la dispersión de una nube de gas a baja presión en la que los efectos por presión son despreciables, quedando solamente por considerar los correspondientes a la radiación térmica. La zona de alcance (por lo general la región del espacio correspondiente al límite inferior de inflamabilidad), limitándose la consideración de los efectos térmicos al interior de dicha zona.

IV.5.2.1.4.- Parámetros y equivalencias de daños a esperarse en las simulaciones

La tabla siguiente muestra los valores umbrales de referencia adoptados en este estudio para una radiación térmica y sobrepresión.

Tabla 53. Valores umbrales seleccionados

Parámetro	Zonas		
	Zona de alto riesgo por daño a equipos (ZAE)	Zona de alto riesgo por daño a equipos (ZA)	Zona de amortiguamiento (ZA)
Inflamabilidad (Radiación térmica)	12.5 KW/m^2	5 KW/m^2	1.4 KW/m^2
Explosividad (Sobre Presión)	10 psig	1 psig	0.5 psig
Nube explosiva (Flamazo)	80% L.E.L. (40,000 ppm)	60% L.E.L (30,000 ppm)	10% L.E.L (5,000 ppm)

Fuente: Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, Julio 2020 (ARSH-ASEA).

Para interpretar o inferir los daños ocasionados a la población, a la instalación, y al medio ambiente a partir de las consecuencias conocidas de cada escenario se requieren datos de las equivalencias de Consecuencias Vs. Daños. Se presentan equivalencias para interpretar los daños ocasionados por las consecuencias de los escenarios en las siguientes tablas.

Tabla 54. Efectos generados a diferentes intensidades de Radiación Térmica

kW/m²	Descripción
1.40	Puede tolerarse sin sensación de incomodidad durante largos periodos (con vestimenta normal) Se considera inofensivo para personas sin ninguna protección especial
5.00	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, y con 40 segundos pueden producirse quemaduras de segundo grado; Cuando la temperatura de la piel llega hasta 55.0 C aparecen ampollas
12.50	Extensión de incendio fusión de recubrimiento de plástico en cables eléctricos La madera puede prender después de una larga exposición 100.0% de letalidad
37.5	Nivel de radicación térmica suficiente para causar daños en equipos, materiales

Fuente: Software SCRI-FUEGO Versión 2 (Herramienta Computacional de Análisis de Riesgos de Proceso)

En la tabla siguiente se indican los efectos producidos a personas y objetos durante el evento denominado “Flash Fire”.

Tabla 55. Efectos del Flash Fire (Flamazo)

Personas u objetos	Descripción
Fuera de la nube	Como la duración del fenómeno es muy corta el daño es limitado y muy inferior
Dentro de la nube sometidos a un contacto directo con la llama	Las personas sufrían quemaduras graves de 2° grado sobre una gran parte del cuerpo, la situación se agrava a quemaduras a 3° y 4° grado por la ignición mas que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada. Aproximadamente morirá 14.0% de la población sometida a esta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes.
	En el caso de que la persona porte ropa de protección que no se queme, su presencia reducirá la superficie del cuerpo expuesta (se considera en general que solo se irradia el 20.0% de esta superficie que comprendería la cabeza 7.0%; manos 5.0% y los brazos 8.0%).
	En el caso de personas situadas en el interior de viviendas, probablemente estarán protegidas- aunque sea parcialmente- de la llamarada, pero estarán expuestas a fuegos secundarios provocados por la misma.

Fuente: Software SCRI-FUEGO Versión 2 (Herramienta Computacional de Análisis de Riesgos de Proceso)

En la tabla siguiente se presentan los valores umbrales para la vulnerabilidad de los materiales, cuando se presenta un evento de radiación térmica.

Tabla 56. Vulnerabilidad de materiales por radiación térmica

Radiación (kW/m²)	Material
60.0	Cemento
40.0	Cemento prensado
200.0	Hormigón armado
40.0	Acero
33.0	Madera (Ignición)
30.0-300.0	Vidrio
400.0	Pared de ladrillos
13.0	Daños en depósitos
12.0	Instrumentación

Fuente: Software SCRI-FUEGO Versión 2 (Herramienta Computacional de Análisis de Riesgos de Proceso)

La tabla siguiente muestra los efectos generados a los diferentes niveles de sobrepresión sobre instalaciones y sobre el personal que reciba el impacto de la sobrepresión, cabe señalar que estos valores fueron con los cuales se realizaron las simulaciones para el evento de sobrepresión.

Tabla 57. Efectos estimados por sobrepresión

Presión (psi)	Evaluación de daños por explosiones	
	Refinerías	Plantas
0.5	Cuarto de control (construcción de concreto y estructura de hierro): rotura de ventanas.	Cuarto de control (techo metálico): rotura de ventanas y medidores. Cuarto de control (techo de concreto): rotura de ventanas y medidores. Torre de enfriamiento: falla de mamparas
1.0	Cuarto de control (construcción de concreto y estructura de hierro): deformación de la estructura.	Cuarto control (techo metálico): conectores dañados por colapso del techo. Cuarto de control (techo de concreto): dañados por colapso del techo. Tanques de almacenamiento (techo cónico): colapso del techo.
2.0		Calentador: fractura de ladrillos. Reactor químico: rotura de ventanas. Filtros: falla de paredes de concreto.

Presión (psi)	Evaluación de daños por explosiones	
	Refinerías	Plantas
3.0	Edificio de mantenimiento: deformación.	Tanque de almacenamiento (techo cónico): el equipo se levanta (llenado al 50%). Cubículo de instrumentos: líneas de fuerza dañadas, controles dañados.
5.0	Torre de regeneración: deformación de la columna. Edificio de mantenimiento: derrumbe de muros de tabique, deformación de la estructura. Tuberías: derrumbe de la estructura y rompimiento de líneas. Tanques de almacenamiento (techo cónico y techo flotante): levantamiento de tanques llenos o medio llenos, dependiendo de su capacidad.	Calentador: unidad destruida. Regenerador: marcos colapsados. Motor eléctrico: daño por proyección de partículas. Ventilador: carcaza y caja dañadas.
7.0	Torre rectangular (estructura de concreto): derrumbe de la estructura y la torre. Torre de vacío octagonal (estructura de concreto): fractura de la estructura. Torre fraccionadora: (montada sobre pedestal de concreto) caída de la torre. Torre de regeneración derrumbe de la estructura y la torre. Torre de vacío octagonal (estructura de concreto): fractura de la estructura, (estructura de acero) caída de la torre. Tanques de almacenamiento esférico: deformación de la estructura en tanques llenos.	Reactor catalítico: partes internas dañadas. Columna fraccionadora: unidad destruida.
10.0	Cuarto de control (construcción de concreto y estructura de hierro): derrumbe de estructura de hierro.	Cuarto de control (techo de concreto): unidad destruida. Transformados eléctrico: unidad destruida. Ventilador: unidad destruida. Regulador de gas: controles dañados, carcaza y caja dañadas. Columna de extracción: la unidad se mueve de sus cimientos.
20.0		Tanque de almacenamiento (techo flotante): colapso del techo.

Fuente: Software SCRI-FUEGO Versión 2 (Herramienta Computacional de Análisis de Riesgos de Proceso)

IV.5.2.1.5.- Evaluación de variables de operación, tiempos de las fugas e inventarios a considerar en el análisis de consecuencias de los eventos hipotéticos.

Con el análisis y revisión de la información se pudieron definir las diferentes corrientes así como identificar los flujos, presiones y temperatura a la cual dichas corrientes podrían encontrar; para la modelación se consideraron las mayores presiones a fin de que las consecuencias obtenidas fueran representativas de todas las secciones donde pudieran encontrarse estas corrientes ver tabla siguiente.

Tabla 58. Condiciones de operación a considerar en el análisis de consecuencias por escenario planteado

No.	Clave del escenario	Descripción del evento	No. Nodo	Escenario	Presión (kg/cm^2)	Distancia del ducto (m)/ diámetro (metros)	Flujo (m^3/hr) / Volumen (m^3)	Temperatura (ºC)	Tipo
1	AGRIZAR _VPM_1	Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo.	1	Presión 1.2 y Flujo 1.5	253.10	2 (0.0508 Ø)	2000 m^3/hr	Ambiente	Caso Más probable
2	AGRIZAR _VPM_2	Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	1	Sin seguridad y vigilancia 1.16	253.10	2 (0.0381 Ø)	2,000 m^3	Ambiente	Caso Alterno
3	AGRIZAR _VPM_3	Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	6	Presión 6.2	4.14	7 (0.0508 Ø) 7 (0.0254 Ø)	2000 m^3/hr 1,050 m^3/hr	Ambiente	Caso Más probable
4	AGRIZAR _VPM_4	Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva	3	Flujo 3.4	12.30	1 (0.0508 Ø)	2000 m^3/hr	Ambiente	Peor Caso (Catastrófico)

Fuente: Elaboración propia de casos hipotéticos.

Tasa de fuga: Para calcular, la tasa de fuga se realizó con el software SCRI Emisiones, para determinar tipo de emisión y descarga de materiales peligrosos, tomándose como sustancia de mayor porcentaje, que para el GN es el metano, para los tres eventos hipotéticos que se van a simular, considerando los siguientes datos de entrada al software.

Tabla 59. Datos de entrada para el cálculo de la tasa de emisión de los escenarios a simular en SCRI Emisiones

Evento Hipotético	Datos de entrada	Tipo de evento
AGRIZAR _VPM 1: Ruptura de mangueras o tuberías de 2" Ø con un flujo de 2000 m^3/hr y una presión de 253.10 kg/cm^2, por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión y daño material de equipo.	Longitud de tubería: 2 metros Diámetro de tubería: 3" Ø (0.0508 Ø) Diámetro del agujero 100%: 2" Ø (0.0508 Ø) Presión: 253.10 Kg/cm^2) (24,820,631 Pa) Temperatura: 23.3 ºC (296.456 ºK).	Caso Más probable
AGRIZAR _VPM 2: Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan daño a los semirremolques de GNC conteniendo un volumen de 2,000 m^3 a una presión de 253.10 kg/cm^2 que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	Longitud de tubería: 10 metros Diámetro de tubería: 1.5" Ø (0.0381 Ø) Diámetro del agujero: 1.5 Ø (0.0381 Ø) Presión: 253.10 Kg/cm^2) (24,820,631 Pa) Temperatura: 23.3 ºC (296.456 ºK).	Caso Alternativo
AGRIZAR _VPM 3: Ruptura parcial o total de la tubería de 1" Ø de suministro de GN a baja presión de 4.14 kg/cm^2 con un flujo de 1,050 m^3/hr, por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	Longitud de tubería: 282 metros Diámetro de tubería: 1" Ø (0.0254 Ø) Diámetro del agujero100%: 1" Ø (0.0254 Ø) Presión: 4.14 kg/cm^2 (405,995.3 Pa) Temperatura: 23.3 ºC (296.456 ºK).	Peor caso (100%)
	Longitud de tubería: 7 metros Diámetro de tubería: 1" Ø (0.0254 Ø) Diámetro del agujero 20%: 0.2" Ø (0.00508 m) Presión: 4.14 kg/cm^2 (405,995.3 Pa) Temperatura: 23.3 ºC (296.456 ºK).	Caso Más probable (20%)
AGRIZAR _VPM 4: Desajuste/falla de válvula de control de flujo de 2" Ø con un flujo de 2,000 m^3/hr y una presión de 12.30 kg/cm^2, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva	Longitud de tubería: 10 metros Diámetro de tubería: 2" Ø (0.0508 Ø) Diámetro del agujero 100%: 2" Ø (0.0508 Ø) Presión: 12.30kg/cm^2 (1,206,218 Pa) Temperatura: 23.3 ºC (296.456 ºK).	Peor Caso (Catastrófico)

Fuente: Elaboración propia.

Tiempo de fuga: Tiempo que transcurre desde que se presenta la fuga, hasta que esta es aislada cerrando las válvulas de seccionamiento, de acuerdo a los siguientes criterios.

- Cuando la instalación cuenta con sistemas automáticos de aislamiento para responder al escenario planteado, debe estimarse objetivamente el tiempo de respuesta de dichos sistemas automáticos; debiendo considerar éste como el tiempo de fuga.
- Cuando la instalación no cuenta con sistemas automáticos de aislamiento para responder al escenario planteado, debe estimarse objetivamente el tiempo de respuesta de los operadores para realizar manualmente dicho aislamiento, debiendo considerar éste como el tiempo de fuga. En caso contrario debe considerarse la recomendación heurística del Software de simulación o el inventario presente en el tramo seccionado.
- Considerar los tiempos de fuga establecidos en la tabla siguiente, en función del tipo de equipo involucrado en la fuga o derrame de producto.

Tabla 60. Eventos típicos de fuga o derrame de productos

Maquinaria o equipo	Eventos típicos
Recipientes a presión	Relevo instantáneo del producto contenido dentro del recipiente.
	Relevo continuo del total del producto contenido dentro del recipiente en un tiempo de 10, 15 y 30 minutos a un flujo constante.
	Relevo continuo a través de un orificio con un diámetro efectivo de 10 y 12.5 mm.
Tanques atmosféricos	Relevo instantáneo del producto contenido dentro del tanque.
	Relevo continuo del total del producto contenido dentro del recipiente en un tiempo de 10, 15 y 30 minutos a un flujo constante.
	Relevo continuo a través de un orificio con un diámetro efectivo de 10 y 12.5 mm.
Tuberías	Ruptura total del tubo, considerando el volumen de producto por los dos lados de la tubería con ruptura total.
	Relevo de producto por un orificio con un diámetro efectivo del 10% del diámetro nominal de la tubería, hasta un máximo de 50 mm, considerando 10, 15 y 30 minutos a un flujo constante.
Bombas	Falla catastrófica considerando la ruptura total de la tubería de mayor diámetro conectada.
	Fuga de producto por un orificio con un diámetro efectivo del 10% del diámetro nominal de la tubería de mayor diámetro conectada, hasta un máximo de 50 mm, y 12.5 mm, considerando 10, 15 y 30 minutos a un flujo constante.
	Relevo instantáneo del total de producto contenido dentro del lado cuerpo del intercambiador de calor.

Maquinaria o equipo	Eventos típicos
Intercambiadores de calor	Relevo continuo del total del producto contenido dentro del lado cuerpo del intercambiador de calor, en un tiempo de 10, 15 y 30 minutos a un flujo constante
	Relevo continuo a través de un orificio con un diámetro efectivo de 10 y 12.5 mm.
	Ruptura total de 10 tubos simultáneamente, considerando el relevo de producto por ambos lados de la tubería rota.
	Ruptura total de un tubo, considerando el flujo de producto por los dos lados de la tubería con ruptura total.
	Fuga de producto por un orificio con un diámetro efectivo del 10% del diámetro nominal, hasta un máximo de 50 mm y 12.5 mm, considerando 10, 15 y 30 minutos a un flujo constante.
Dispositivos de relevo de presión	Descarga de un dispositivo de relevo de presión considerando su gasto máximo de descarga

Fuente: Guías Técnicas para realizar Análisis de Riesgo de Proceso PEMEX-SASIPA-SI.

A continuación, se presentan los tiempos de fuga para cada uno de los escenarios planteados.

Tabla 61. Tiempo de fuga para cada escenario

No.	Clave del escenario	Descripción del evento	Tiempo de fuga (minutos) / (segundos)
1	AGRIZAR_VPM_1	Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo.	0.5 (30)
2	AGRIZAR _VPM_2	Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	0.5 (30)
3	AGRIZAR _VPM_3	Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	0.5 (30)
4	AGRIZAR _VPM_4	Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva	0.5 (30)

Fuente: Elaboración propia.

Figura. 53. Tasa de Fuga AGRIZAR_VPM_1

SCRI EMISIONES
Herramienta para determinar el Tipo de Emisión y Descarga de Materiales Peligrosos

MEMORIA DE CÁLCULO

TÍTULO DE LA SIMULACIÓN: AGRIZAR_VPM_1

CREADO EN:	jueves, 15 de septiembre de 2022	ÚLTIMA MODIFICACIÓN:	jueves, 15 de septiembre de 2022

DESCRIPCIÓN:

Ruptura de mangueras o tuberías de 2" Ø con un flujo de 2000 m3/hr y una presión de 253.10 kg/cm2, por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión y daño material de equipo

METANO		
Peso Molecular	16.043	(kg/kmol)
Temperatura Ebullición	111.66	(K)
Temperatura Crítica	190.56	(K)
Presión Crítica	4599000	(Pa)
Factor acéntrico	0.0115	
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)

DATOS DE ENTRADA		
Longitud de tubería	2.000	(m)
Diámetro de tubería	0.051	(m)
Diámetro de agujero	0.051	(m)
Coeficiente de descarga	0.620	(sin unidades)
Temperatura en Almacenamiento	289.2	(K)
Presión en Almacenamiento	50783452	(Pa)
Factor Compresibilidad	1.1114	(sin unidades) Ecuación de estado Peng-Robinson

Determinación de flujo sónico (Choked)

$$\frac{p_*}{p_s} = \left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma}{(\gamma-1)}}$$

Donde:		
p_*	27645401	(Pa) Presión en Exterior (P*)
Pa	101325	(Pa) Presión ambiental
p_s	50783452	(Pa) Presión de Almacenamiento
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)
Presión en exterior (P*) mayor a presión ambiental	entonces	Flujo sónico (choked)

Flujo Sónico. Determinación del Tipo de Emisión

		Primero se asume que es emisión gas sónico (choked)
		Calcular temperatura en flujo sónico (Temperatura de referencia)

$$T_* = T_s\left[\frac{2}{\gamma + 1}\right]$$

Donde

Temperatura referencia	250.6	(K) Temperatura en flujo sónico(Choked)
Presión referencia (p*)	27645401	(pa) presión en flujo sónico(Choked)

Tipo de Emisión

Tref	250.6	(K) Temperatura referencia
Pref	27645401	(Pa) Presión de referencia
Temperatura Crítica	190.6	(K)
Temperatura referencia mayor a temperatura crítica	entonces	EMISIÓN DE GAS

Calcular Densidad del Gas en Almacenamiento

$$\rho_g = \frac{p_a M_i}{R T_{rel}}$$

Donde:

Ps	50783452	(Pa) Presión en Almacenamiento
Ts	289.2	(K) Temperatura en Almacenamiento
M	16.043	(kg/kmol) Peso molecular
R	8314.472	(J/kmol K) Constante de los gases
ρ_s	338.9	(kg/m3) Densidad de almacenamiento

Calcular Tasa de Emisión: Gas en Flujo Sónico

$$E = CA_o\left[p_s\rho_s\gamma\left(\frac{2}{\gamma + 1}\right)^{\frac{(\gamma+1)}{(\gamma-1)}}\right]^{\frac{1}{2}}$$

Donde:

Ao	0.002027	(m2) Área del agujero
C	0.75	Coeficiente de descarga (Fijo sin unidades)

Donde:		
Ps	50783452	(Pa) Presión en Almacenamiento
ρ_s	338.9	(kg/m3) Densidad de almacenamiento
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)
E	133.3	(kg/s) Tasa de Emisión

Calcular Temperatura de Emisión

$$T_{rel} = T_s\left[1 - 0.85\left(\frac{\gamma - 1}{\gamma + 1}\right)\right]$$

Donde:		
Ts	289.2	(K) Temperatura en Almacenamiento
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)
Trel	256.4	(K) Temperatura De Emisión

Resultados

E	133.3334	(kg/s) Tasa de Emisión
T(rel)	256.40	(K) Temperatura de emisión
F(vap)	1.0000	Fracción de vapor en emisión
F(liq)	0.0000	Fracción de líquido en emisión(CMEDO)
d(gas-almac)	0.000	(kg/m3) Densidad del gas en almacenamiento
d(gas)	338.883	(kg/m3) Densidad del gas en emisión
d(liq)	422.524	(kg/m3) Densidad del líquido
d(emision)	338.883	(kg/m3) Densidad de emisión
Diámetro de Emisión	0.0567237	(m)
Área	0.00252708	(m2) Área de Emisión Expandida

Figura. 54. Tasa de fuga de AGRIZAR _VPM_2

SCRI EMISIONES
Herramienta para determinar el Tipo de Emisión y Descarga de Materiales Peligrosos

MEMORIA DE CÁLCULO

TÍTULO DE LA SIMULACIÓN: AGRIZAR_VPM_2

CREADO EN:	jueves, 15 de septiembre de 2022	ÚLTIMA MODIFICACIÓN:	jueves, 15 de septiembre de 2022

DESCRIPCIÓN:

Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan daño a los semirremolques de GNC conteniendo un volumen de 2,000 m3 a una presión de 253.10 kg/ cm2 que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.

METANO		
Peso Molecular	16.043	(kg/kmol)
Temperatura Ebullición	111.66	(K)
Temperatura Crítica	190.56	(K)
Presión Crítica	4599000	(Pa)
Factor acéntrico	0.0115	
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)

DATOS DE ENTRADA		
Longitud de tubería	2.000	(m)
Diámetro de tubería	0.038	(m)
Diámetro de agujero	0.038	(m)
Coeficiente de descarga	0.620	(sin unidades)
Temperatura en Almacenamiento	289.2	(K)
Presión en Almacenamiento	50783452	(Pa)
Factor Compresibilidad	1.1114	(sin unidades) Ecuación de estado Peng-Robinson

Determinación de flujo sónico (Choked)

$$\frac{p_*}{p_s} = \left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma}{(\gamma-1)}}$$

Donde:		
p_*	27645401	(Pa) Presión en Exterior (P*)
Pa	101325	(Pa) Presión ambiental
p_s	50783452	(Pa) Presión de Almacenamiento
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)
Presión en exterior (P*) mayor a presión ambiental	entonces	Flujo sónico (choked)

Fecha de impresión: jueves, 15 de septiembre de 2022 SCRI Emisiones 1.0 Pág. 1

Flujo Sónico. Determinación del Tipo de Emisión

		Primero se asume que es emisión gas sónico (choked)
		Calcular temperatura en flujo sónico (Temperatura de referencia)

$$T_* = T_s\left[\frac{2}{\gamma + 1}\right]$$

Donde

Temperatura referencia	250.6	(K) Temperatura en flujo sónico(Choked)
Presión referencia (p*)	27645401	(pa) presión en flujo sónico(Choked)

Tipo de Emisión

Tref	250.6	(K) Temperatura referencia
Pref	27645401	(Pa) Presión de referencia
Temperatura Crítica	190.6	(K)
Temperatura referencia mayor a temperatura crítica	entonces	EMISIÓN DE GAS

Calcular Densidad del Gas en Almacenamiento

$$\rho_g = \frac{p_a M_i}{R T_{rel}}$$

Donde:

Ps	50783452	(Pa) Presión en Almacenamiento
Ts	289.2	(K) Temperatura en Almacenamiento
M	16.043	(kg/kmol) Peso molecular
R	8314.472	(J/kmol K) Constante de los gases
ρ_s	338.9	(kg/m3) Densidad de almacenamiento

Calcular Tasa de Emisión: Gas en Flujo Sónico

$$E = CA_o\left[p_s\rho_s\gamma\left(\frac{2}{\gamma + 1}\right)^{\frac{(\gamma+1)}{(\gamma-1)}}\right]^{\frac{1}{2}}$$

Donde:

Ao	0.00114	(m2) Área del agujero
C	0.75	Coeficiente de descarga (Fijo sin unidades)

Donde:		
Ps	50783452	(Pa) Presión en Almacenamiento
ρ_s	338.9	(kg/m3) Densidad de almacenamiento
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)
E	75	(kg/s) Tasa de Emisión

Calcular Temperatura de Emisión

$$T_{rel} = T_s\left[1 - 0.85\left(\frac{\gamma - 1}{\gamma + 1}\right)\right]$$

Donde:		
Ts	289.2	(K) Temperatura en Almacenamiento
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)
Trel	256.4	(K) Temperatura De Emisión

Resultados		
E	75.0000	(kg/s) Tasa de Emisión
T(rel)	256.40	(K) Temperatura de emisión
F(vap)	1.0000	Fracción de vapor en emisión
F(liq)	0.0000	Fracción de líquido en emisión(CMEDO)
d(gas-almac)	0.000	(kg/m3) Densidad del gas en almacenamiento
d(gas)	338.883	(kg/m3) Densidad del gas en emisión
d(liq)	422.524	(kg/m3) Densidad del líquido
d(emision)	338.883	(kg/m3) Densidad de emisión
Diámetro de Emisión	0.04254278	(m)
Área	0.001421483	(m2) Área de Emisión Expandida

Figura. 55. Tasa de fuga AGRIZAR _VPM_3.1 fuga al 100%

SCRI EMISIONES
Herramienta para determinar el Tipo de Emisión y Descarga de Materiales Peligrosos

MEMORIA DE CÁLCULO

TÍTULO DE LA SIMULACIÓN: AGRIZAR_VPM_3_1_100%

CREADO EN:	jueves, 15 de septiembre de 2022	ÚLTIMA MODIFICACIÓN:	jueves, 15 de septiembre de 2022

DESCRIPCIÓN:

: Ruptura parcial o total de la tubería de 1" Ø de suministro de GN a baja presión de 4.14 kg/cm2 con un flujo de 1,050 m3/hr, por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión

METANO

Peso Molecular	16.043	(kg/kmol)
Temperatura Ebullición	111.66	(K)
Temperatura Crítica	190.56	(K)
Presión Crítica	4599000	(Pa)
Factor acéntrico	0.0115	
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)

DATOS DE ENTRADA

Longitud de tubería	7.000	(m)
Diámetro de tubería	0.025	(m)
Diámetro de agujero	0.025	(m)
Coeficiente de descarga	0.620	(sin unidades)
Temperatura en Almacenamiento	289.2	(K)
Presión en Almacenamiento	50783452	(Pa)
Factor Compresibilidad	1.1114	(sin unidades) Ecuación de estado Peng-Robinson

Determinación de flujo sónico (Choked)

$$\frac{p_*}{p_s} = \left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma}{(\gamma-1)}}$$

Donde:

p_*	27645401	(Pa) Presión en Exterior (P*)
Pa	101325	(Pa) Presión ambiental
p_s	50783452	(Pa) Presión de Almacenamiento
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)
Presión en exterior (P*) mayor a presión ambiental	entonces	Flujo sónico (choked)

Fecha de impresión: jueves, 15 de septiembre de 2022 SCRI Emisiones 1.0 Pág. 1

Flujo Sónico. Determinación del Tipo de Emisión

		Primero se asume que es emisión gas sónico (choked)
		Calcular temperatura en flujo sónico (Temperatura de referencia)

$$T_* = T_s\left[\frac{2}{\gamma + 1}\right]$$

Donde

Temperatura referencia	250.6	(K) Temperatura en flujo sónico(Choked)
Presión referencia (p*)	27645401	(pa) presión en flujo sónico(Choked)

Tipo de Emisión

Tref	250.6	(K) Temperatura referencia
Pref	27645401	(Pa) Presión de referencia
Temperatura Crítica	190.6	(K)
Temperatura referencia mayor a temperatura crítica	entonces	EMISIÓN DE GAS

Calcular Densidad del Gas en Almacenamiento

$$\rho_g = \frac{p_a M_i}{R T_{rel}}$$

Donde:

Ps	50783452	(Pa) Presión en Almacenamiento
Ts	289.2	(K) Temperatura en Almacenamiento
M	16.043	(kg/kmol) Peso molecular
R	8314.472	(J/kmol K) Constante de los gases
ρ_s	338.9	(kg/m3) Densidad de almacenamiento

Calcular Tasa de Emisión: Gas en Flujo Sónico

$$E = CA_o\left[p_s\rho_s\gamma\left(\frac{2}{\gamma + 1}\right)^{\frac{(\gamma+1)}{(\gamma-1)}}\right]^{\frac{1}{2}}$$

Donde:

Ao	0.0005067	(m2) Área del agujero
C	0.75	Coeficiente de descarga (Fijo sin unidades)

Donde:

Ps	50783452	(Pa) Presión en Almacenamiento
ρ_s	338.9	(kg/m3) Densidad de almacenamiento
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)
E	33.33	(kg/s) Tasa de Emisión

Calcular Temperatura de Emisión

$$T_{rel} = T_s\left[1 - 0.85\left(\frac{\gamma - 1}{\gamma + 1}\right)\right]$$

Donde:

Ts	289.2	(K) Temperatura en Almacenamiento
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)
Trel	256.4	(K) Temperatura De Emisión

Resultados

E	33.3333	(kg/s) Tasa de Emisión
T(rel)	256.40	(K) Temperatura de emisión
F(vap)	1.0000	Fracción de vapor en emisión
F(liq)	0.0000	Fracción de líquido en emisión(CMEDO)
d(gas-almac)	0.000	(kg/m3) Densidad del gas en almacenamiento
d(gas)	338.883	(kg/m3) Densidad del gas en emisión
d(liq)	422.524	(kg/m3) Densidad del líquido
d(emision)	338.883	(kg/m3) Densidad de emisión
Diámetro de Emisión	0.02836185	(m)
Área	0.0006317701	(m2) Área de Emisión Expandida

Figura. 56. Tasa de fuga AGRIZAR _VPM_ 3.2. fuga la 20%

SCRI EMISIONES
Herramienta para determinar el Tipo de Emisión y Descarga de Materiales Peligrosos

MEMORIA DE CÁLCULO

TÍTULO DE LA SIMULACIÓN: AGRIZAR_VPM_3_2_20%

CREADO EN:	jueves, 15 de septiembre de 2022	ÚLTIMA MODIFICACIÓN:	jueves, 15 de septiembre de 2022

DESCRIPCIÓN:

Ruptura parcial o total de la tubería de 1" Ø de suministro de GN a baja presión de 4.14 kg/cm2 con un flujo de 1,050 m3/hr, por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión

METANO

Peso Molecular	16.043	(kg/kmol)
Temperatura Ebullición	111.66	(K)
Temperatura Crítica	190.56	(K)
Presión Crítica	4599000	(Pa)
Factor acéntrico	0.0115	
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)

DATOS DE ENTRADA

Longitud de tubería	7.000	(m)
Diámetro de tubería	0.025	(m)
Diámetro de agujero	0.005	(m)
Coeficiente de descarga	0.620	(sin unidades)
Temperatura en Almacenamiento	289.2	(K)
Presión en Almacenamiento	50783452	(Pa)
Factor Compresibilidad	1.1114	(sin unidades) Ecuación de estado Peng-Robinson

Determinación de flujo sónico (Choked)

$$\frac{p_*}{p_s} = \left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma}{(\gamma-1)}}$$

Donde:

p_*	27645401	(Pa) Presión en Exterior (P*)
Pa	101325	(Pa) Presión ambiental
p_s	50783452	(Pa) Presión de Almacenamiento
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)
Presión en exterior (P*) mayor a presión ambiental	entonces	Flujo sónico (choked)

Fecha de impresión: jueves, 15 de septiembre de 2022 SCRI Emisiones 1.0 Pág. 1

Flujo Sónico. Determinación del Tipo de Emisión

		Primero se asume que es emisión gas sónico (choked)
		Calcular temperatura en flujo sónico (Temperatura de referencia)

$$T_* = T_s\left[\frac{2}{\gamma + 1}\right]$$

Donde

Temperatura referencia	250.6	(K) Temperatura en flujo sónico(Choked)
Presión referencia (p*)	27645401	(pa) presión en flujo sónico(Choked)

Tipo de Emisión

Tref	250.6	(K) Temperatura referencia
Pref	27645401	(Pa) Presión de referencia
Temperatura Crítica	190.6	(K)
Temperatura referencia mayor a temperatura crítica	entonces	EMISIÓN DE GAS

Calcular Densidad del Gas en Almacenamiento

$$\rho_g = \frac{p_a M_i}{R T_{rel}}$$

Donde:

Ps	50783452	(Pa) Presión en Almacenamiento
Ts	289.2	(K) Temperatura en Almacenamiento
M	16.043	(kg/kmol) Peso molecular
R	8314.472	(J/kmol K) Constante de los gases
ρ_s	338.9	(kg/m3) Densidad de almacenamiento

Calcular Tasa de Emisión: Gas en Flujo Sónico

$$E = CA_o\left[p_s \rho_s \gamma \left(\frac{2}{\gamma + 1}\right)^{\frac{(\gamma+1)}{(\gamma-1)}}\right]^{\frac{1}{2}}$$

Donde:

Ao	2.027E-05	(m2) Área del agujero
C	0.75	Coeficiente de descarga (Fijo sin unidades)

Donde:		
Ps	50783452	(Pa) Presión en Almacenamiento
ρ_s	338.9	(kg/m3) Densidad de almacenamiento
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)
E	1.333	(kg/s) Tasa de Emisión

Calcular Temperatura de Emisión

$$T_{rel} = T_s\left[1 - 0.85\left(\frac{\gamma - 1}{\gamma + 1}\right)\right]$$

Donde:		
Ts	289.2	(K) Temperatura en Almacenamiento
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)
Trel	256.4	(K) Temperatura De Emisión

Resultados		
E	1.3333	(kg/s) Tasa de Emisión
T(rel)	256.40	(K) Temperatura de emisión
F(vap)	1.0000	Fracción de vapor en emisión
F(liq)	0.0000	Fracción de líquido en emisión(CMEDO)
d(gas-almac)	0.000	(kg/m3) Densidad del gas en almacenamiento
d(gas)	338.883	(kg/m3) Densidad del gas en emisión
d(liq)	422.524	(kg/m3) Densidad del líquido
d(emision)	338.883	(kg/m3) Densidad de emisión
Diámetro de Emisión	0.00567237	(m)
Área	2.52708E-05	(m2) Área de Emisión Expandida

Figura. 57. Tasa de fuga AGRIZAR _VPM_4

SCRI EMISIONES
Herramienta para determinar el Tipo de Emisión y Descarga de Materiales Peligrosos

MEMORIA DE CÁLCULO

TÍTULO DE LA SIMULACIÓN: AGRIZAR_VPM_4

CREADO EN:	jueves, 15 de septiembre de 2022	ÚLTIMA MODIFICACIÓN:	jueves, 15 de septiembre de 2022

DESCRIPCIÓN:

Desajuste/falla de válvula de control de flujo de 2" Ø con un flujo de 2,000 m3/hr y una presión de 12.30 kg/cm2, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva

METANO

Peso Molecular	16.043	(kg/kmol)
Temperatura Ebullición	111.66	(K)
Temperatura Crítica	190.56	(K)
Presión Crítica	4599000	(Pa)
Factor acéntrico	0.0115	
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)

DATOS DE ENTRADA

Longitud de tubería	10.000	(m)
Diámetro de tubería	0.051	(m)
Diámetro de agujero	0.051	(m)
Coeficiente de descarga	0.620	(sin unidades)
Temperatura en Almacenamiento	289.2	(K)
Presión en Almacenamiento	50783452	(Pa)
Factor Compresibilidad	1.1114	(sin unidades) Ecuación de estado Peng-Robinson

Determinación de flujo sónico (Choked)

$$\frac{p_*}{p_s} = \left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma}{(\gamma-1)}}$$

Donde:

p_*	27645401	(Pa) Presión en Exterior (P*)
Pa	101325	(Pa) Presión ambiental
p_s	50783452	(Pa) Presión de Almacenamiento
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)
Presión en exterior (P*) mayor a presión ambiental	entonces	Flujo sónico (choked)

Fecha de impresión: jueves, 15 de septiembre de 2022 SCRI Emisiones 1.0 Pág. 1

Flujo Sónico. Determinación del Tipo de Emisión

		Primero se asume que es emisión gas sónico (choked)
		Calcular temperatura en flujo sónico (Temperatura de referencia)

$$T_* = T_s\left[\frac{2}{\gamma + 1}\right]$$

Donde

Temperatura referencia	250.6	(K) Temperatura en flujo sónico(Choked)
Presión referencia (p*)	27645401	(pa) presión en flujo sónico(Choked)

Tipo de Emisión

Tref	250.6	(K) Temperatura referencia
Pref	27645401	(Pa) Presión de referencia
Temperatura Crítica	190.6	(K)
Temperatura referencia mayor a temperatura crítica	entonces	EMISIÓN DE GAS

Calcular Densidad del Gas en Almacenamiento

$$\rho_g = \frac{p_a M_i}{R T_{rel}}$$

Donde:

Ps	50783452	(Pa) Presión en Almacenamiento
Ts	289.2	(K) Temperatura en Almacenamiento
M	16.043	(kg/kmol) Peso molecular
R	8314.472	(J/kmol K) Constante de los gases
ρ_s	338.9	(kg/m3) Densidad de almacenamiento

Calcular Tasa de Emisión: Gas en Flujo Sónico

$$E = CA_o\left[p_s\rho_s\gamma\left(\frac{2}{\gamma + 1}\right)^{\frac{(\gamma+1)}{(\gamma-1)}}\right]^{\frac{1}{2}}$$

Donde:

Ao	0.002027	(m2) Área del agujero
C	0.75	Coeficiente de descarga (Fijo sin unidades)

Donde:		
Ps	50783452	(Pa) Presión en Almacenamiento
ρ_s	338.9	(kg/m3) Densidad de almacenamiento
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)
E	133.3	(kg/s) Tasa de Emisión

Calcular Temperatura de Emisión

$$T_{rel} = T_s\left[1 - 0.85\left(\frac{\gamma - 1}{\gamma + 1}\right)\right]$$

Donde:		
Ts	289.2	(K) Temperatura en Almacenamiento
γ	1.307	Relación de calor específico a presión constante al de volumen constante (Gamma)
Trel	256.4	(K) Temperatura De Emisión

Resultados		
E	133.3334	(kg/s) Tasa de Emisión
T(rel)	256.40	(K) Temperatura de emisión
F(vap)	1.0000	Fracción de vapor en emisión
F(liq)	0.0000	Fracción de líquido en emisión(CMEDO)
d(gas-almac)	0.000	(kg/m3) Densidad del gas en almacenamiento
d(gas)	338.883	(kg/m3) Densidad del gas en emisión
d(liq)	422.524	(kg/m3) Densidad del líquido
d(emision)	338.883	(kg/m3) Densidad de emisión
Diámetro de Emisión	0.0567237	(m)
Área	0.00252708	(m2) Área de Emisión Expandida

Inventario de fuga: Al determinar el inventario del material o sustancia peligrosa que se puede fugar o derramar, en proceso, transporte o almacenamiento, dar crédito a los valores máximos establecidos en controles administrativos que limitan estas cantidades o bien, considerar los casos en los que, por razones operativas, los inventarios pueden alcanzar valores máximos.

El inventario de fuga se calcula mediante la siguiente formula:

$$I_F = T_F * T_R$$

Donde:

I_F = Inventario de Fuga

T_F = Tasa de fuga

T_R = Tiempo de Respuesta

AGRIZAR_VPM_1

T_F = 133.33 kg/s

T_R = 30 segundos

$$I_F = 133.33 \text{ kg/s} * 30 \text{ s}$$

$$I_F = \underline{3{,}999.9 \text{ kg}}$$

AGRIZAR_VPM_2

T_F = 75 kg/s

T_R = 30 segundos

$$I_F = 75 \text{ kg/s} * 30 \text{ s}$$

$$I_F = \underline{2{,}250 \text{ kg}}$$

AGRIZAR_VPM_3_1 (100%)

T_F = 33.33 kg/s

T_R = 30 segundos

$$I_F = 33.33 \text{ kg/s} * 30 \text{ s}$$

$$I_F = \underline{999.9 \text{ kg}}$$

AGRIZAR_VPM_3_2 (20%)

T_F = 1.33 kg/s

T_R = 30 segundos

I_F = 1.33 kg/s * 30 s

I_F = <u>39.99 kg</u>

AGRIZAR_VPM_4

T_F = 133.33 kg/s

T_R = 30 segundos

I_F = 133.33 kg/s * 30 s

I_F = <u>3,999.9 kg</u>

Tabla 62. Tasa e inventarios de fuga para cada escenario a simular

Evento Hipotético	Tipo	Evento Hipotético	Tasa de fuga (kg/s)	Inventario de fuga (kg)
AGRIZAR_VPM 1	CMP	**AGRIZAR _VPM 1:** Ruptura de mangueras o tuberías de 2" Ø con un flujo de 500 m^3/hr y una presión de 253.10 kg/cm^2, por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión y daño material de equipo.	133.33	3,999.9
AGRIZAR _VPM 2	Caso Alterno	**AGRIZAR _VPM 2:** Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan daño a los semirremolques de GNC conteniendo un volumen de 2000 m^3 a una presión de 253.10 kg/cm^2 que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	75.0	2,250
AGRIZAR _VPM 3	Peor caso (Fuga 100%)	**AGRIZAR _VPM 3:** Ruptura parcial o total de la tubería de 1" Ø de suministro de GN a baja presión de 4.14 kg/cm^2 con un flujo de 1,050 m^3/hr, por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	33.33	999.9
	CMP (20%)		1.33	39.99
AGRIZAR _VPM 4	Peor caso	**AGRIZAR _VPM 4:** Desajuste/falla de válvula de control de flujo de 2" Ø con un flujo de 2,000 m^3/hr y una presión de 12.30 kg/cm^2, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva	133.33	3,999.9

Fuente: Elaboración propia.

De conformidad al anexo 2, de la "Guía para la elaboración del análisis de riesgo para el sector hidrocarburos" publicada por la **ASEA**, se presentan los datos de especificación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular.

Tabla 63. Datos de especificación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_1

I. DATOS GENERALES								
Elaboró	B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		Fecha	16/09/2022	Software de simulación	SCRI FUEGO		
Proyecto	Estación de Descompresión de GNC en invernaderos AGRIZAR							
II. DATOS DEL ESCENARIO								
Clave	**AGRIZAR_VPM_1**		**Tipo de caso**			**Región de Riesgo del Caso**		
Descripción	Ruptura de mangueras o tuberías de 2" Ø con un flujo de 2000 m^3/hr y una presión de 253.10 kg/cm^2, por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión y daño material de equipo		Peor Caso	Caso Más Probable	Caso Alterno	No Tolerable	ALARP	Tolerable
			-	**CMP**	-	-	**C**	-
Modelo(s) empleado(s) en la Simulación								
Dardo de fuego (Jet fire)	BLEVE/ Bola de fuego (Fire ball)	Charco de fuego (Pool fire)	Flamazo de nube de vapor (Flash fire)	Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión	Nube tóxica	
				Confinada (CVCE)	No confinada (UVCE)			
X	-	-	X	X	-	-	-	
III. SUSTANCIAS INVOLUCRADAS								
Nombre de los componentes	% mol	LFL %	UFL %	IDLH	TLV (8 h, TWA)	TLV (15 min, STEL)	Densidad (Kg/m^3)	Presión de vapor (Psig)
Gas Natural								
Metano	83.00%	5	15	ND	50,000	15,000	0.6784	NA
Etano	11.00%	3	12.5	ND	26,125	26,125	1.245	544
Nitrógeno	6.00%	NA	NA	NA	320,497	200,311	1.1455	ND
IV. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN								

Tipo de recipiente					
Cilindro		Esfera	Tubería		Otro (especifique)
Altura (m)	Diámetro (m)	Diámetro (m)	Longitud (m)	Diámetro (m)	
-	-	-	3	0.051	

Condiciones de operación			**Estado físico**			
Presión (Kg/cm^2)	Temperatura (ºC)	Flujo (m^3/hr)	Tipo	Líquido	Vapor	Líquido / vapor
253.10	19.20	2000	En el recipiente	-	-	-
			En el punto de fuga	-	X	-

Tipo de fuga					**Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente**			
Orificio en cuerpo de tubería	Falla catastrófica (rotura total)	Liberación en válvula de alivio	Cizalla de tubería	Otro (especifique)	Tierra seca	Tierra húmeda	Concreto	Otro (especifique)
-	-	X	-	-	-	-	X	-

Características de orificio de fuga			**Punto de fuga**		**Dique**
Diámetro (plg)	Área (plg)	Coef. De pérdida de orificio	Elevación del punto de liberación	Altura hidráulica	Área del dique (m^2)
2	3.14	ND	1 m	-	-

Dirección de la fuga						**Tipo de liberación**	
Vertical	Horizontal	Hacia abajo	Golpea contra	Inclinada	Grados	Continua	Masiva
X	-	-	-	-	-	X	-

Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario) (s)	Tasa de liberación (Kg/s)	Inventario fugado (kg)
30 segundos	133.33	3,999.99

V. CONDICIONES ATMÓSFERICAS Y TIPO DE SUELO	
Estabilidad Atmosférica	A

Temperatura atmosférica (ºC)	16.0
Presión atmosférica (mm hg)	102500
Porcentaje de humedad relativa	55%
Direcciones dominantes y velocidad del viento	NE (7.1 m/s)
Tipo de suelo (rugosidad empleada)	Rural

VI. RESUMEN DE RESULTADOS (RADIOS DE AFECTACIÓN)							
Radios por radiación térmica				**Radios por sobrepresión**			
Modelo	Alto riesgo (Daño a equipos	Alto riesgo	Amortiguamiento	Modelo	Alto riesgo (Daño a equipos	Alto riesgo	Amortiguamiento
	kW/m^2				psi		
	12.5	5.0	1.4		10.0	1.0	0.5
	m				m		
Dardo de fuego (Jet Fire)	77.10	166.95	307.14	Explosión temprana (Early explosión) de CVCE	62.07	289.14	491.50
Modelo	148,569 ppm	48,514 ppm	24,257 ppm				
	m						
Flamazo (Flash Fire)	18.40	45.01	164.55				

Tabla 64. Datos de especificación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_2

I. DATOS GENERALES					
Elaboró	B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)	Fecha	16/09/2022	Software de simulación	SCRI FUEGO
Proyecto	Estación de Descompresión de GNC en invernaderos Solar AGRIZAR				

II. DATOS DEL ESCENARIO							
Clave	**AGRIZAR_VPM_2**	**Tipo de caso**			**Región de Riesgo del Caso**		
Descripción	Eventos no controlados de agentes externos como actos de	Peor Caso	Caso Más Probable	Caso Alterno	No Tolerable	ALARP	Tolerable

	sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan daño a los semirremolques de GNC conteniendo un volumen de 2,000 m^3 a una presión de 253.10 kg/cm^2 que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión	-	-	CA	-	C	-

Modelo(s) empleado(s) en la Simulación

Dardo de fuego (Jet fire)	BLEVE/ Bola de fuego (Fire ball)	Charco de fuego (Pool fire)	Flamazo de nube de vapor (Flash fire)	Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión	Nube tóxica
				Confinada (CVCE)	No confinada (UVCE)		
X	-	-	X	X	-	-	-

III. SUSTANCIAS INVOLUCRADAS

Nombre de los componentes	% mol	LFL %	UFL %	IDLH	TLV (8 h, TWA)	TLV (15 min, STEL)	Densidad (Kg/m^3)	Presión de vapor (Psig)
Gas Natural								
Metano	83.00%	5	15	ND	50,000	15,000	0.6784	NA
Etano	11.00%	3	12.5	ND	26,125	26,125	1.245	544
Nitrógeno	6.00%	NA	NA	NA	320,497	200,311	1.1455	ND

IV. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN

Tipo de recipiente

Cilindro		Esfera	Tubería		Otro (especifique)
Altura (m)	Diámetro (m)	Diámetro (m)	Longitud (m)	Diámetro (m)	
-	-	-	10	0.0508	

Condiciones de operación			Estado físico			
Presión (Kg/cm^2)	Temperatura (ºC)	Flujo (m^3/hr)	Tipo	Líquido	Vapor	Líquido / vapor
253.10	23.3	500	En el recipiente	-	-	-
			En el punto de fuga	-	X	-

Tipo de fuga					Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente			
Orificio en cuerpo de tubería	Falla catastrófica (rotura total)	Liberación en válvula de alivio	Cizalla de tubería	Otro (especifique)	Tierra seca	Tierra húmeda	Concreto	Otro (especifique)
-	-	X	-	-	-	-	X	-

Características de orificio de fuga			Punto de fuga		Dique
Diámetro (plg)	Área (plg)	Coef. De pérdida de orificio	Elevación del punto de liberación	Altura hidráulica	Área del dique (m^2)
2	3.14	ND	A nivel de suelo	-	-

Dirección de la fuga						Tipo de liberación	
Vertical	Horizontal	Hacia abajo	Golpea contra	Inclinada	Grados	Continua	Masiva
X	-	-	-	-	-	X	-

Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario) (s)	Tasa de liberación (Kg/s)	Inventario fugado (kg)
30 segundos	75.0	2,250

V. CONDICIONES ATMÓSFERICAS Y TIPO DE SUELO	
Estabilidad Atmosférica	A
Temperatura atmosférica (ºC)	16.0
Presión atmosférica (mm hg)	102500
Porcentaje de humedad relativa	55%
Direcciones dominantes y velocidad del viento	NE (7.1 m/s)
Tipo de suelo (rugosidad empleada)	Rural

VI. RESUMEN DE RESULTADOS (RADIOS DE AFECTACIÓN)							
Radios por radiación térmica				Radios por sobrepresión			
Modelo	Alto riesgo (Daño a equipos	Alto riesgo	Amortiguamiento	Modelo	Alto riesgo (Daño a equipos	Alto riesgo	Amortiguamiento
	kW/m^2				psi		

	12.5	5.0	1.4		10.0	1.0	0.5
	m				m		
Dardo de fuego (Jet Fire)	58.14	125.93	231.69	Explosión temprana (Early explosión) de CVCE	51.24	238.69	405.73
Modelo	148,569 ppm	48,514 ppm	24,257 ppm				
	m						
Flamazo (Flash Fire)	13.59	71.20	102.54				

Tabla 65. Datos de especificación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_3_1

I. DATOS GENERALES					
Elaboró	B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)	Fecha	16/09/2022	Software de simulación	SCRI FUEGO
Proyecto	Estación de Descompresión de GNC en Invernaderos Solar AGRIZAR				

II. DATOS DEL ESCENARIO							
Clave	**AGRIZAR_VPM_3_1**	**Tipo de caso**			**Región de Riesgo del Caso**		
Descripción	Ruptura total de la tubería de 1" Ø de suministro de GN a baja presión de 4.14 kg/cm^2 con un flujo de 1,050 m^3/hr, por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	Peor Caso	Caso Más Probable	Caso Alterno	No Tolerable	ALARP	Tolerable
		-	**-**	**PC**	-	**C**	-

Modelo(s) empleado(s) en la Simulación							
Dardo de fuego (Jet fire)	BLEVE/ Bola de fuego (Fire ball)	Charco de fuego (Pool fire)	Flamazo de nube de vapor (Flash fire)	Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión	Nube tóxica
				Confinada (CVCE)	No confinada (UVCE)		
X	-	-	X	X	-	-	-

III. SUSTANCIAS INVOLUCRADAS								
Nombre de los	% mol	LFL %	UFL %	IDLH	TLV (8 h, TWA)	TLV (15 min,	Densidad (Kg/m^3)	Presión de vapor (Psig)

componentes						STEL)		
Gas Natural								
Metano	83.00%	5	15	ND	50,000	15,000	0.6784	NA
Etano	11.00%	3	12.5	ND	26,125	26,125	1.245	544
Nitrógeno	6.00%	NA	NA	NA	320,497	200,311	1.1455	ND

IV. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN

Tipo de recipiente

Cilindro		Esfera	Tubería		Otro (especifique)
Altura (m)	Diámetro (m)	Diámetro (m)	Longitud (m)	Diámetro (m)	
-	-	-	280	0.0254	

Condiciones de operación			**Estado físico**			
Presión (Kg/cm^2)	Temperatura (ºC)	Flujo (m^3/hr)	Tipo	Líquido	Vapor	Líquido / vapor
4.14	23.3	613.7	En el recipiente	-	-	-
			En el punto de fuga	-	X	-

Tipo de fuga					**Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente**			
Orificio en cuerpo de tubería	Falla catastrófica (rotura total)	Liberación en válvula de alivio	Cizalla de tubería	Otro (especifique)	Tierra seca	Tierra húmeda	Concreto	Otro (especifique)
-	X	-	-	-	-	-	X	-

Características de orificio de fuga			**Punto de fuga**		**Dique**
Diámetro (plg)	Área (plg)	Coef. De pérdida de orificio	Elevación del punto de liberación	Altura hidráulica	Área del dique (m^2)
1	3.14	ND	1 m	-	-

Dirección de la fuga						**Tipo de liberación**	
Vertical	Horizontal	Hacia abajo	Golpea contra	Inclinada	Grados	Continua	Masiva

X	-	-	-	-	-	X	-

Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario) (s)	Tasa de liberación (Kg/s)	Inventario fugado (kg)
30 segundos	33.33	999.99

V. CONDICIONES ATMÓSFERICAS Y TIPO DE SUELO	
Estabilidad Atmosférica	D
Temperatura atmosférica (ºC)	16.0
Presión atmosférica (mm hg)	101400
Porcentaje de humedad relativa	55%
Direcciones dominantes y velocidad del viento	NE (7.1 m/s)
Tipo de suelo (rugosidad empleada)	Rural

VI. RESUMEN DE RESULTADOS (RADIOS DE AFECTACIÓN)

Radios por radiación térmica				**Radios por sobrepresión**			
Modelo	Alto riesgo (Daño a equipos	Alto riesgo	Amortiguamiento	Modelo	Alto riesgo (Daño a equipos	Alto riesgo	Amortiguamiento
	kW/m^2				psi		
	12.5	5.0	1.4		10.0	1.0	0.5
	m				m		
Dardo de fuego (Jet Fire)	61.72	86.03	158.24	Explosión temprana (Early explosión) de CVCE	39.10	182.14	309.62
Modelo	148,569 ppm	48,514 ppm	24,257 ppm				
	m						
Flamazo (Flash Fire)	17.67	26.16	35.85				

Tabla 66. Datos de especificación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_3_2

I. DATOS GENERALES					
Elaboró	B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)	Fecha	26/07/2022	Software de simulación	SCRI FUEGO
Proyecto	Estación de Descompresión de GNC en invernaderos Solar AGRIZAR				

II. DATOS DEL ESCENARIO							
Clave	**AGRIZAR_VPM_3_2**	**Tipo de caso**			**Región de Riesgo del Caso**		
Descripción	Ruptura parcial de la tubería de 1" Ø de suministro de GN a baja presión de 4.14 kg/cm^2 con un flujo de 1,050.7 m^3/hr, por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	Peor Caso	Caso Más Probable	Caso Alterno	No Tolerable	ALARP	Tolerable
		-	**CMP**	-	-	**C**	-

Modelo(s) empleado(s) en la Simulación							
Dardo de fuego (Jet fire)	BLEVE/ Bola de fuego (Fire ball)	Charco de fuego (Pool fire)	Flamazo de nube de vapor (Flash fire)	Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión	Nube tóxica
				Confinada (CVCE)	No confinada (UVCE)		
X	-	-	X	X	-	-	-

III. SUSTANCIAS INVOLUCRADAS								
Nombre de los componentes	% mol	LFL %	UFL %	IDLH	TLV (8 h, TWA)	TLV (15 min, STEL)	Densidad (Kg/m^3)	Presión de vapor (Psig)
Gas Natural								
Metano	83.00%	5	15	ND	50,000	15,000	0.6784	NA
Etano	11.00%	3	12.5	ND	26,125	26,125	1.245	544
Nitrógeno	6.00%	NA	NA	NA	320,497	200,311	1.1455	ND

IV. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN					
Tipo de recipiente					
Cilindro		Esfera	Tubería		Otro (especifique)
Altura (m)	Diámetro (m)	Diámetro (m)	Longitud (m)	Diámetro (m)	
-	-	-	98	0.0.0508	

Condiciones de operación			Estado físico			
Presión (Kg/cm^2)	Temperatura (ºC)	Flujo (m^3/hr)	Tipo	Líquido	Vapor	Líquido / vapor
4.14	23.3	613.7	En el recipiente	-	-	-
			En el punto de fuga	-	X	-

Tipo de fuga					Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente			
Orificio en cuerpo de tubería	Falla catastrófica (rotura total)	Liberación en válvula de alivio	Cizalla de tubería	Otro (especifique)	Tierra seca	Tierra húmeda	Concreto	Otro (especifique)
-	-	X	-	-	-	-	X	-

Características de orificio de fuga			Punto de fuga		Dique
Diámetro (plg)	Área (plg)	Coef. De pérdida de orificio	Elevación del punto de liberación	Altura hidráulica	Área del dique (m^2)
0.2	3.947	ND	nivel de suelo	-	-

Dirección de la fuga						Tipo de liberación	
Vertical	Horizontal	Hacia abajo	Golpea contra	Inclinada	Grados	Continua	Masiva
X	-	-	-	-	-	X	-

Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario) (s)	Tasa de liberación (Kg/s)	Inventario fugado (kg)
30 segundos	1.33	39.99

V. CONDICIONES ATMÓSFERICAS Y TIPO DE SUELO	
Estabilidad Atmosférica	D
Temperatura atmosférica (ºC)	16.0
Presión atmosférica (mm hg)	102500
Porcentaje de humedad relativa	55%
Direcciones dominantes y velocidad del viento	NE (7.1 m/s)

Tipo de suelo (rugosidad empleada)			Rural				
VI. RESUMEN DE RESULTADOS (RADIOS DE AFECTACIÓN)							
Radios por radiación térmica				**Radios por sobrepresión**			
Modelo	Alto riesgo (Daño a equipos	Alto riesgo	Amortiguamiento	Modelo	Alto riesgo (Daño a equipos	Alto riesgo	Amortiguamiento
	kW/m^2				psi		
	12.5	5.0	1.4		10.0	1.0	0.5
	m				m		
Dardo de fuego (Jet Fire)	8.51	18.42	33.88	Explosión temprana (Early explosión) de CVCE	13.37	62.29	105.88
Modelo	148,569 ppm	48,514 ppm	24,257 ppm				
	m						
Flamazo (Flash Fire)	2.79	5.88	10.36				

Tabla 67. Datos de especificación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_4

I. DATOS GENERALES								
Elaboró	B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		Fecha	16/09/2022	Software de simulación	SCRI FUEGO		
Proyecto	Estación de Descompresión de GNC en planta invernaderos Solar AGRIZAR							
II. DATOS DEL ESCENARIO								
Clave	**AGRIZAR_VPM_4**	**Tipo de caso**			**Región de Riesgo del Caso**			
Descripción	Desajuste/falla de válvula de control de flujo de 2" Ø con un flujo de 2000 m^3/hr y una presión de 12.30 kg/cm^2, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva	Peor Caso	Caso Más Probable	Caso Alterno	No Tolerable	ALARP	Tolerable	
		PC	**-**	**-**	-	**C**	-	
Modelo(s) empleado(s) en la Simulación								

Dardo de fuego (Jet fire)	BLEVE/ Bola de fuego (Fire ball)	Charco de fuego (Pool fire)	Flamazo de nube de vapor (Flash fire)	Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión	Nube tóxica
				Confinada (CVCE)	No confinada (UVCE)		
X	-	-	X	X	-	-	-

III. SUSTANCIAS INVOLUCRADAS

Nombre de los componentes	% mol	LFL %	UFL %	IDLH	TLV (8 h, TWA)	TLV (15 min, STEL)	Densidad (Kg/m^3)	Presión de vapor (Psig)
Gas Natural								
Metano	83.00%	5	15	ND	50,000	15,000	0.6784	NA
Etano	11.00%	3	12.5	ND	26,125	26,125	1.245	544
Nitrógeno	6.00%	NA	NA	NA	320,497	200,311	1.1455	ND

IV. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN

Tipo de recipiente

Cilindro		Esfera	Tubería		Otro (especifique)
Altura (m)	Diámetro (m)	Diámetro (m)	Longitud (m)	Diámetro (m)	
-	-	-	10	0.051	

Condiciones de operación			**Estado físico**			
Presión (Kg/cm^2)	Temperatura (ºC)	Flujo (m^3/hr)	Tipo	Líquido	Vapor	Líquido / vapor
4.14	23.3	2000	En el recipiente	-	-	-
			En el punto de fuga	-	X	-

Tipo de fuga					**Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente**			
Orificio en cuerpo de tubería	Falla catastrófica (rotura total)	Liberación en válvula de alivio	Cizalla de tubería	Otro (especifique)	Tierra seca	Tierra húmeda	Concreto	Otro (especifique)
-	-	X	-	-	-	-	X	-

Características de orificio de fuga	**Punto de fuga**	**Dique**

Diámetro (plg)	Área (plg)	Coef. De pérdida de orificio	Elevación del punto de liberación	Altura hidráulica	Área del dique (m^2)
2	28.27	ND	A nivel de suelo	-	-

Dirección de la fuga						**Tipo de liberación**	
Vertical	Horizontal	Hacia abajo	Golpea contra	Inclinada	Grados	Continua	Masiva
X	-	-	-	-	-	X	-

Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario) (s)	Tasa de liberación (Kg/s)	Inventario fugado (kg)
30 segundos	136.62	4,098.6

V. CONDICIONES ATMÓSFERICAS Y TIPO DE SUELO	
Estabilidad Atmosférica	D
Temperatura atmosférica (ºC)	16.0
Presión atmosférica (mm hg)	102500
Porcentaje de humedad relativa	55%
Direcciones dominantes y velocidad del viento	NE (7.1 m/s)
Tipo de suelo (rugosidad empleada)	Rural

VI. RESUMEN DE RESULTADOS (RADIOS DE AFECTACIÓN)

Radios por radiación térmica				**Radios por sobrepresión**			
Modelo	Alto riesgo (Daño a equipos	Alto riesgo	Amortiguamiento	Modelo	Alto riesgo (Daño a equipos	Alto riesgo	Amortiguamiento
	kW/m^2				psi		
	12.5	5.0	1.4		10.0	1.0	0.5
	m				m		
Dardo de fuego (Jet Fire)	77.10	166.95	307.14	Explosión temprana (Early explosión) de CVCE	62.07	289.14	491.50
Modelo	148,569 ppm	48,514 ppm	24,257 ppm				

	m			
Flamazo (Flash Fire)	18.40	45.01	164.55	

IV.5.2.2.- Representación en planos de los radios potenciales de afectación

En el Anexo 3, se muestran las memorias de cálculo de los resultados del simulador SCRI Fuego, Versión 2. A continuación, se muestra la representación de las zonas de letalidad, alto riesgo y amortiguamiento, donde pueden verse las afectaciones a la instalación y las zonas vecinales de las periferias, incluyendo asentamientos humanos y receptores ambientales.

Figura. 58. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_1 Explosión



Figura. 59. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_1 Flash Fire

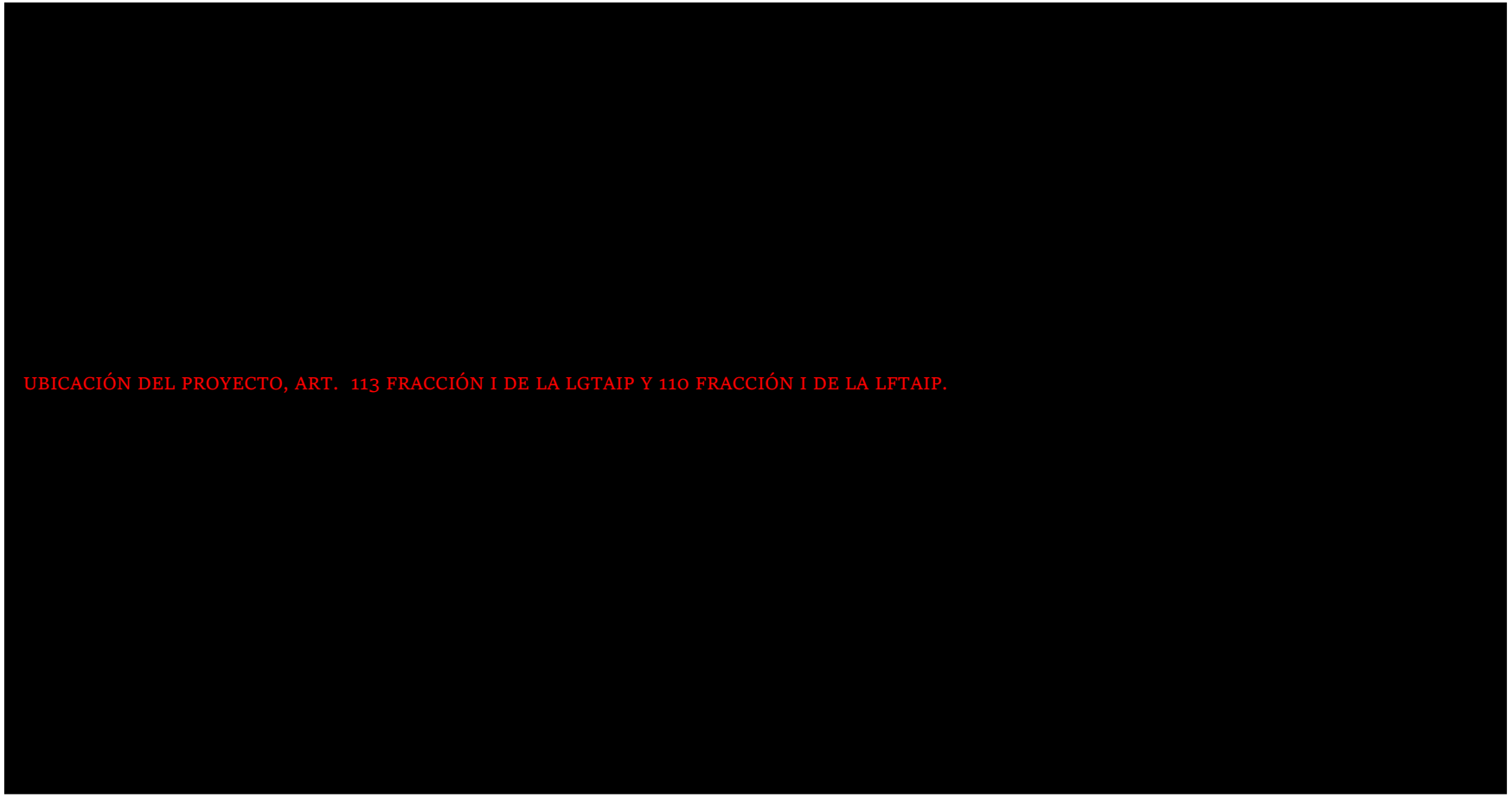


Figura. 60. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_1 Jet Fire



Figura. 61. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_2 Explosión



Figura. 62. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_2 Flash Fire

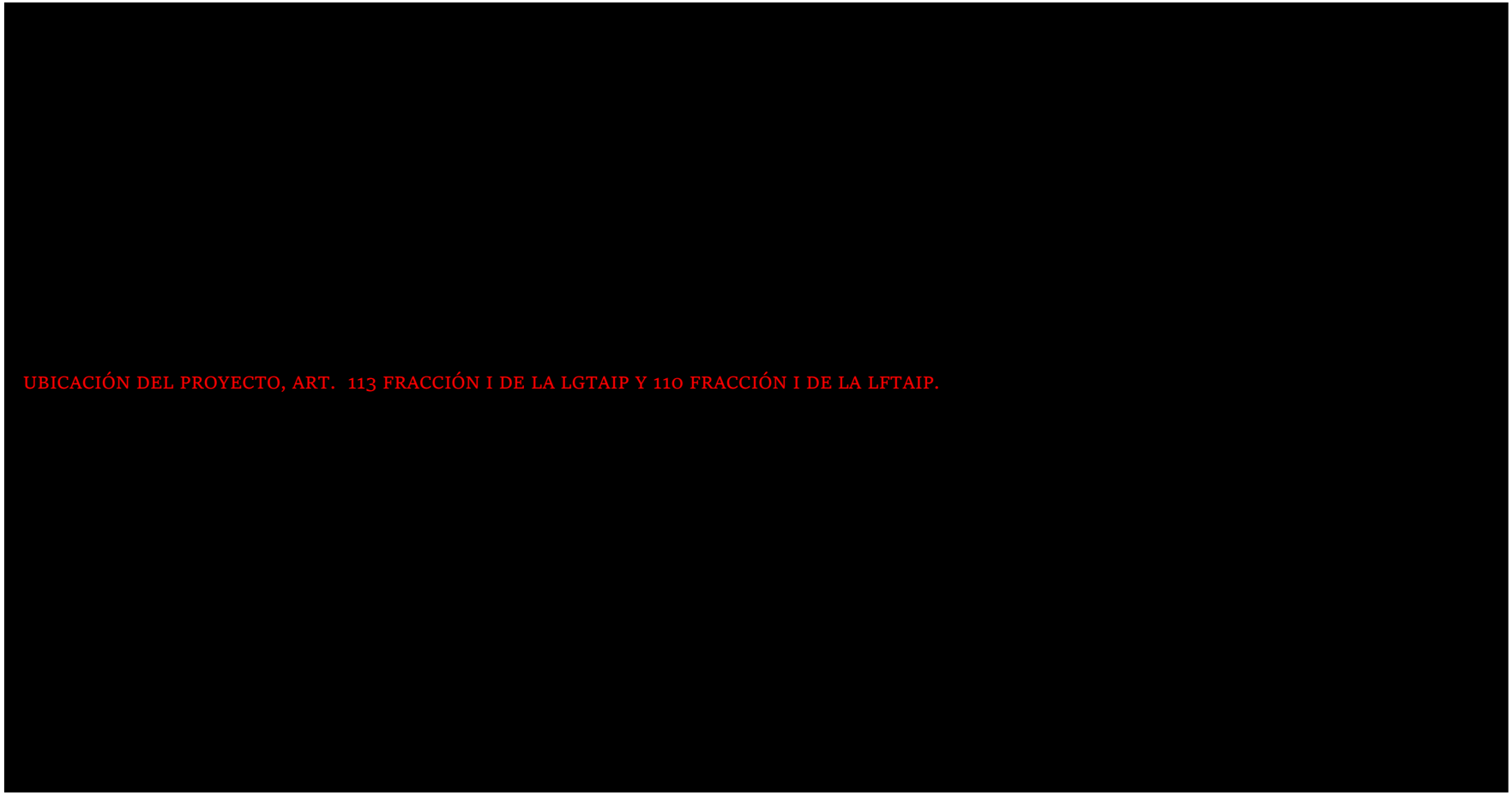


Figura. 63. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_2 Jet Fire

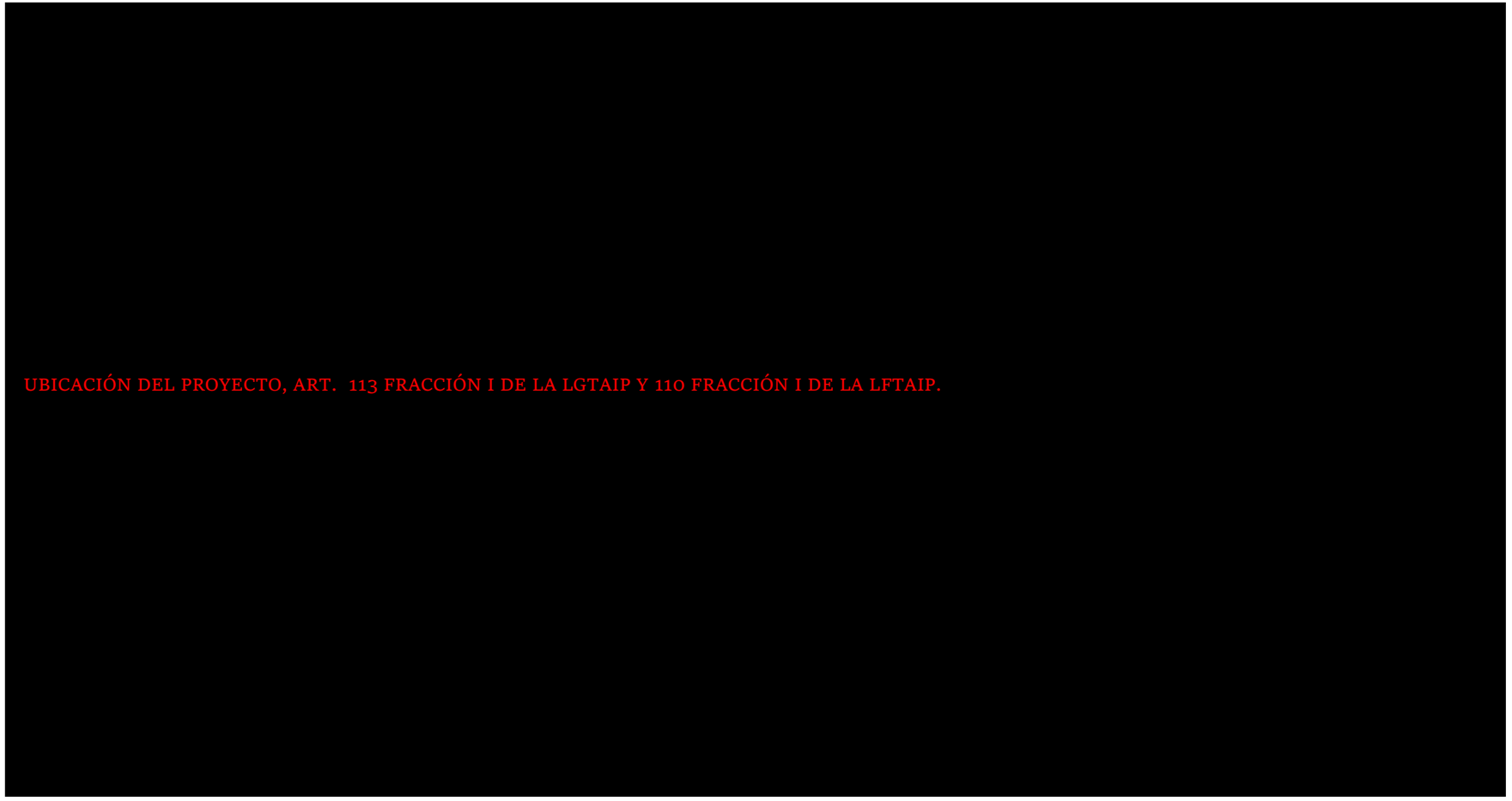


Figura. 64. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_3_1 Explosión

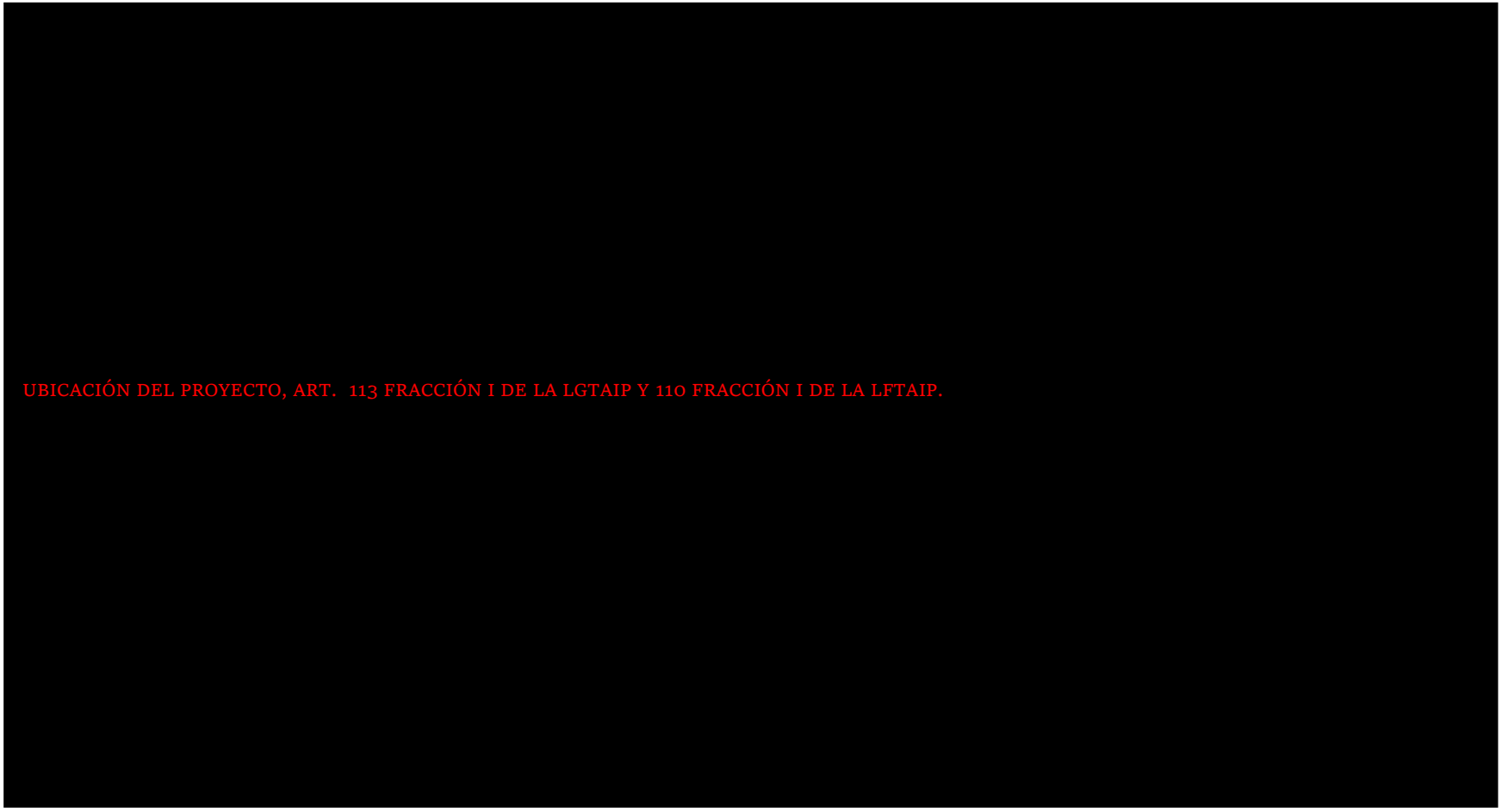


Figura. 65. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_3_1 Flash Fire

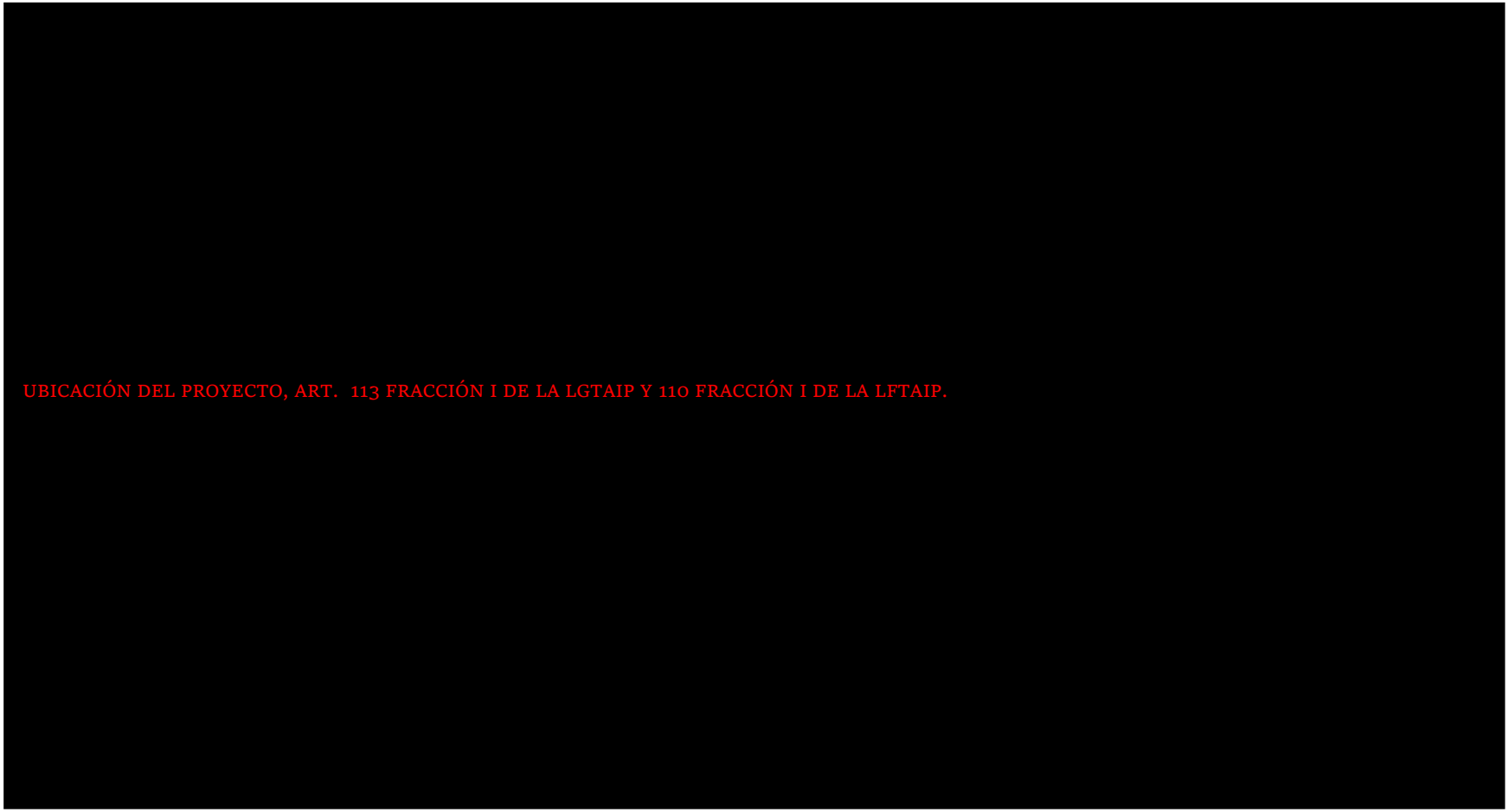


Figura. 66. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_3_1 Jet Fire

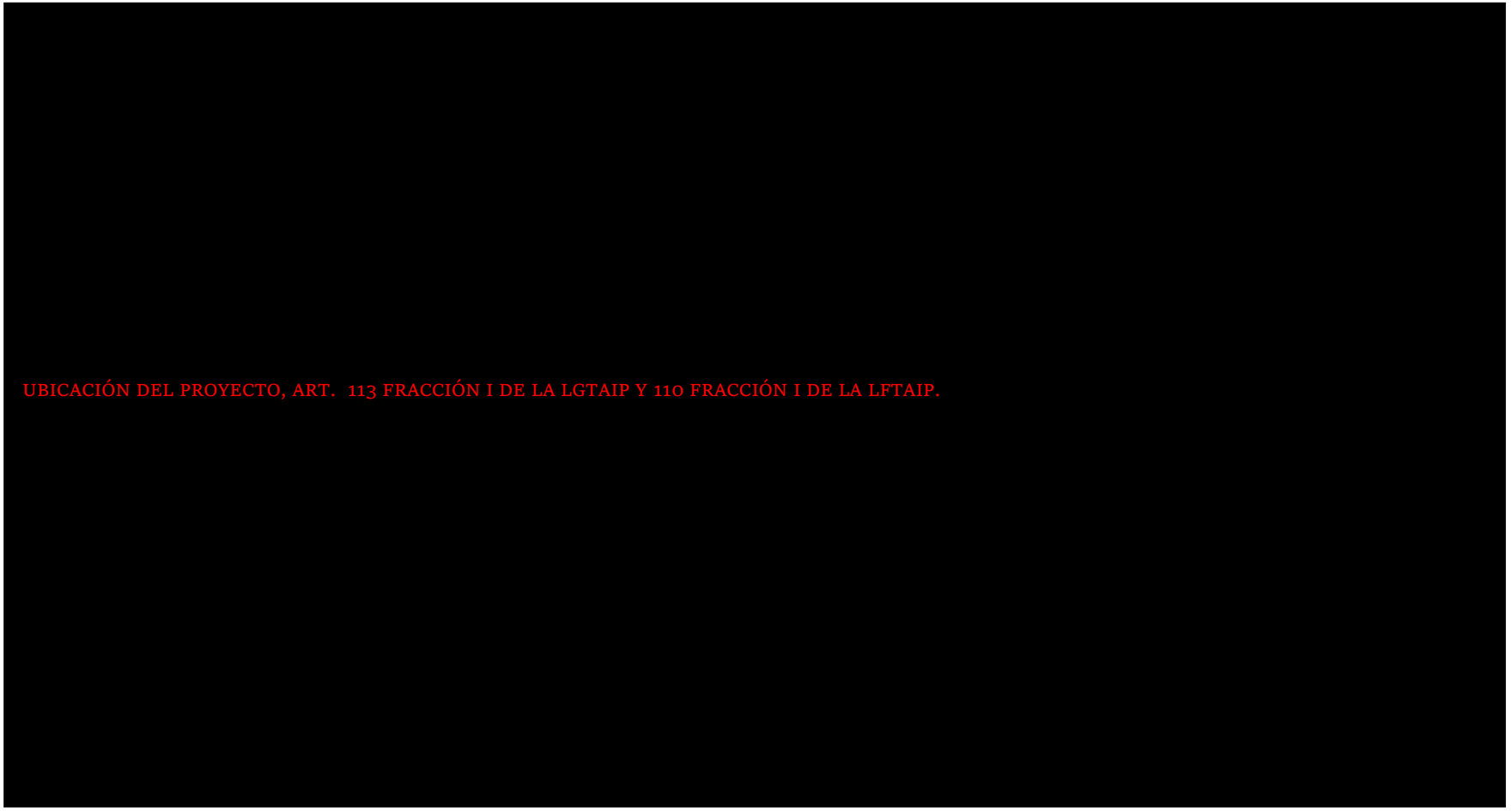


Figura. 67. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_3_2 Explosión

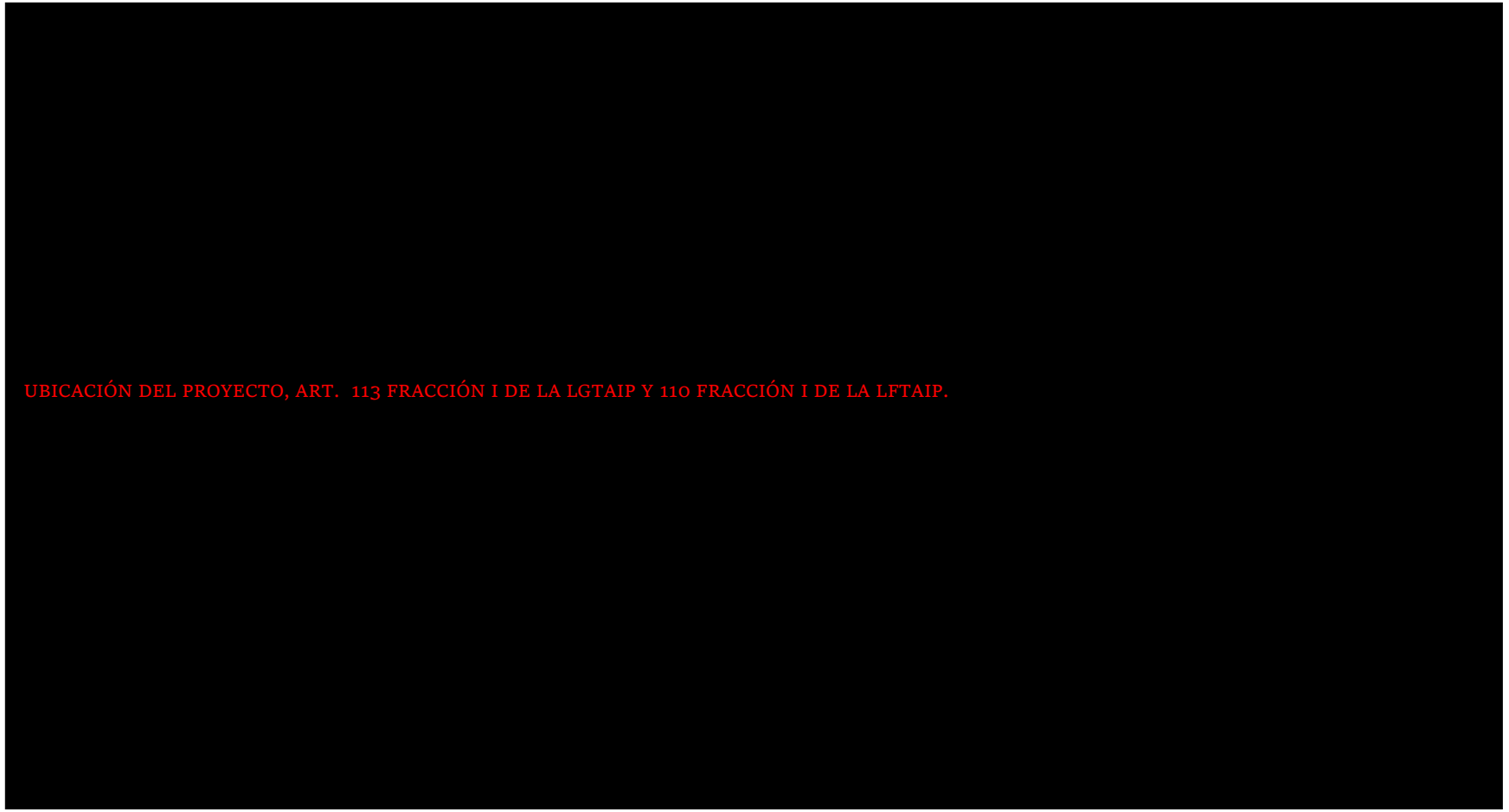


Figura. 68. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_3_2 Flash Fire

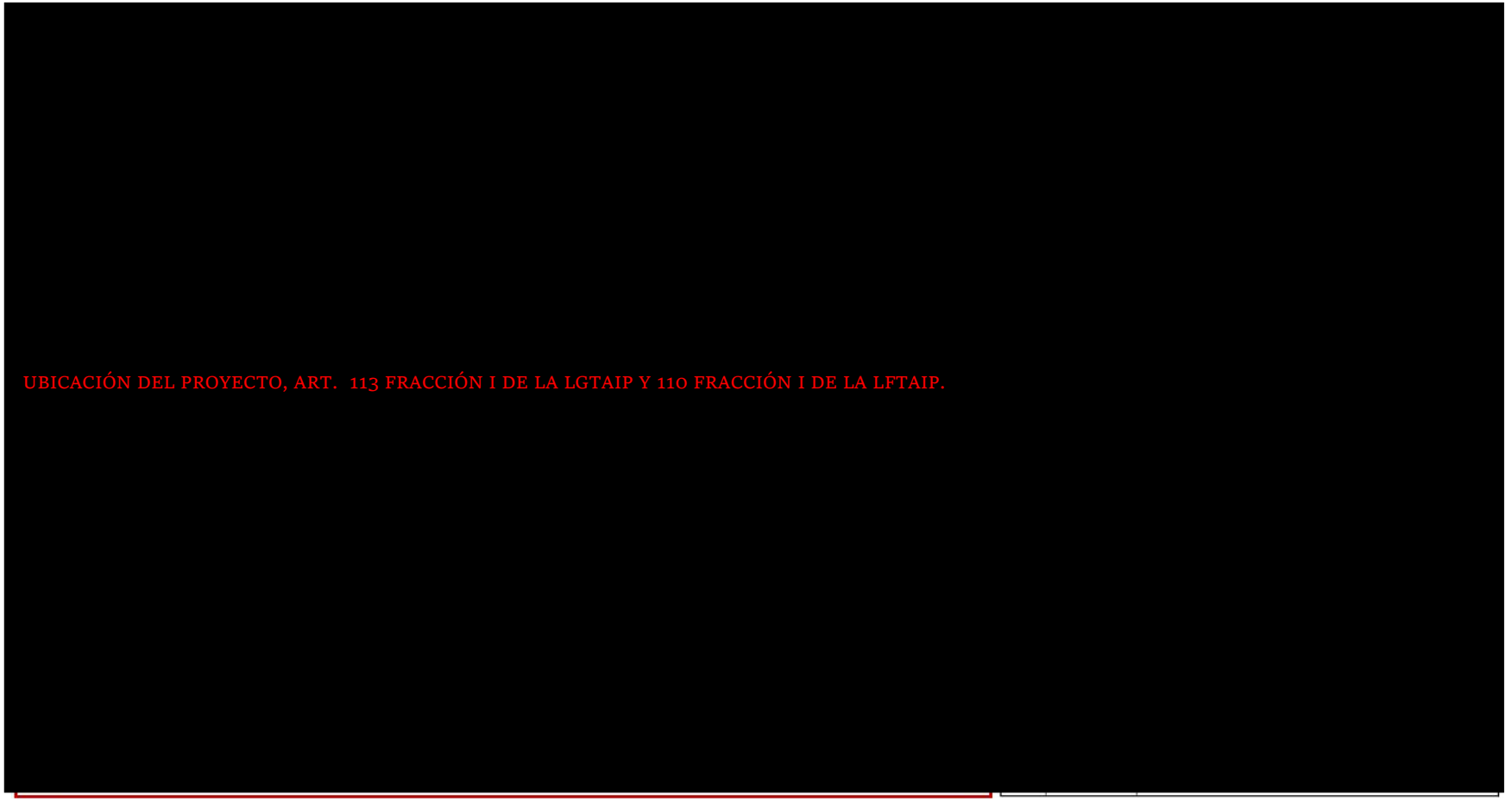


Figura. 69. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_3_2 Jet Fire



Figura. 70. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_4 Explosión

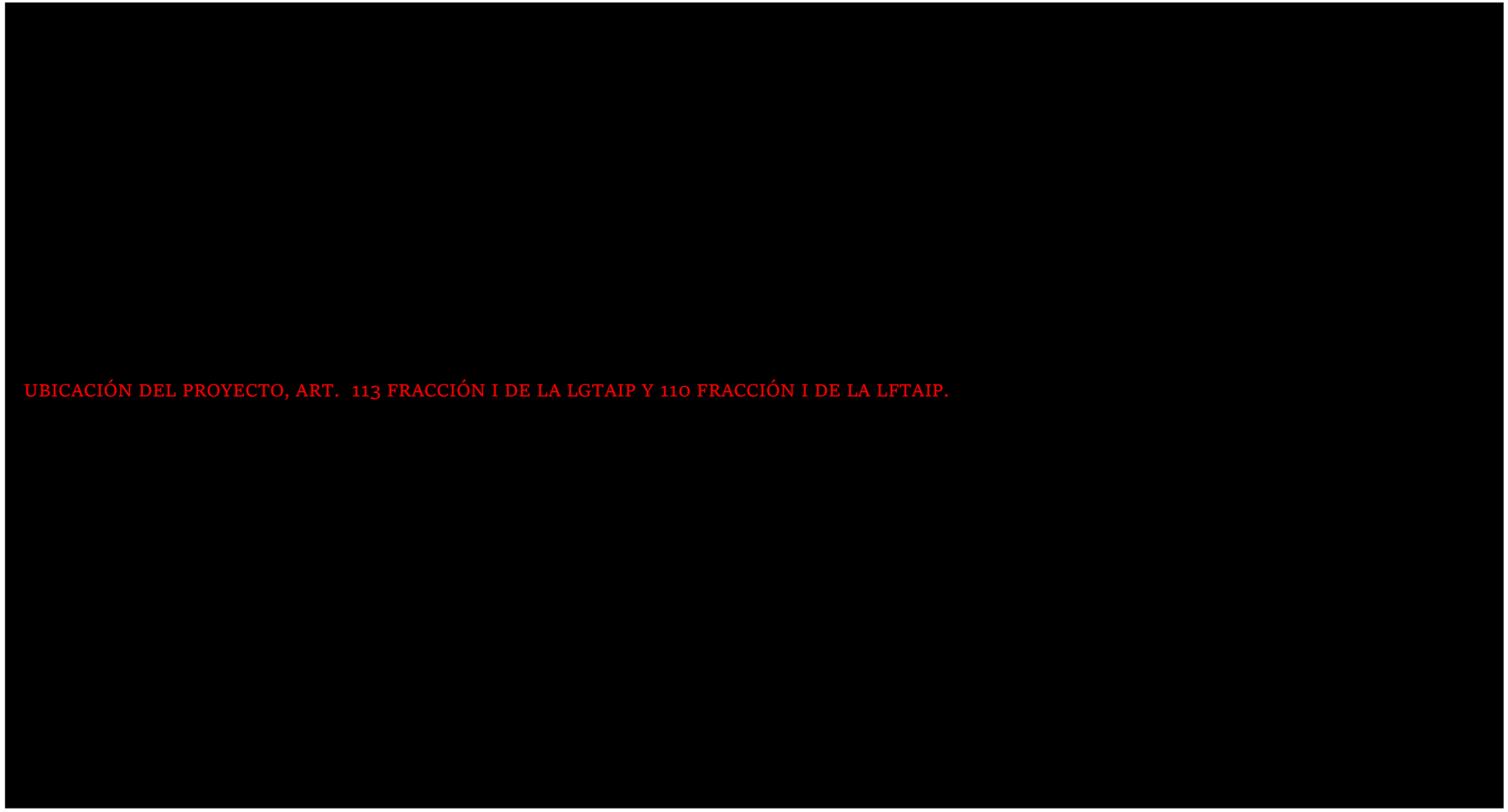


Figura. 71. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_4 Flash Fire



Figura. 72. Radios de afectación de Eventos de Riesgo hipotéticos a simular AGRIZAR_VPM_4 Jet Fire



IV.5.2.3.- Análisis de vulnerabilidad

Tabla 68. Descripción de los posibles receptores de riesgo

Hipótesis	Receptores de eventos de riesgo del proyecto					
	Daño a las personas	**Daño a la población**	**Impacto Ambiental**	**Daño a la instalación/ producción**	**Descripción de salvaguardas existentes**	**Recomendaciones**
AGRIZAR _VPM 1: Ruptura de mangueras o tuberías de 2” Ø con un flujo de 2000 m^3/hr y una presión de 253.10 kg/cm^2, por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión y daño material de equipo.	**Radiación Térmica umbrales establecidos** **ZA:**1.4 KW/m^2 **ZAR**: 5 KW/m^2 **ZDE:** 12.5 KW/m^2 Trabajadores del proyecto de descompresión de GNC, personas que se encuentren laborando dentro de los invernaderos de la planta **AGRIZAR**, y por último las personas en tránsito o en actividades dentro del área, como contratistas o prestadores de servicio. **ZAR: Molestias** exposición aguda al personal de trabajo de la estación de descompresión de GNC y personas que se encuentren en el radio de afectación, con los siguientes efectos adversos en 40 segundos, causando quemaduras de segundo y tercer grado si no	**Radiación Térmica umbrales establecidos** **ZA:**1.4 KW/m^2 **ZAR**: 5 KW/m^2 **ZDE:** 12.5 KW/m^2 Población cercana a los radios de afectación, aún y cuando es un área rural con bajo o nulo nivel de población, donde existen receptores, tales como la gente que trabaje en las instalaciones de los invernaderos de la planta **AGRIZAR**, debido a que el poblado cercano hasta a una distancia de aproximadamente 2 kilómetros. **ZA: Molestias** exposición aguda a las personas que se encuentren en el radio de afectación en 40 segundos, causando quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego. Asimismo, por el efecto de sobrepresión existen	**Radiación Térmica umbrales establecidos** **ZA:**1.4 KW/m^2 **ZAR**: 5 KW/m^2 **ZDE:** 12.5 KW/m^2 **ZAR:** En esta área la afectación al medio ambiente está definido por la emisión de GN a la atmósfera que pueden dispersarse originando una nube de gas asfixiante, afectando a la vida silvestre principalmente a las aves y mamíferos terrestres principalmente. Por otro lado, se emitirán gases de combustión a la atmósfera por el combustible que se encuentre contenido en el incendio que se pudiera originar. **ZA**: Aún y cuando existe vegetación escasa y dispersa, existen daños parciales a la vegetación típica de agricultura de temporal anual presente en el área, por efecto de radiación térmica mediante la posibilidad de un conato de incendio por la posible larga exposición. Cabe mencionar que no se identificaron especies de flora y fauna	**Radiación Térmica umbrales establecidos** **ZA:**1.4 KW/m^2 **ZAR**: 5 KW/m^2 **ZDE:** 12.5 KW/m^2 **ZAR**: Daños a la infraestructura de la estación de descompresión de GNC, dentro de los equipos y dispositivos en primera instancia por la exposición a la radiación térmica por el incendio que se pudiera presentar. **ZA**: Para esta área, no se prevén daños a la infraestructura presente, al menos por la radiación térmica ocasionada por un incendio. **ZDE:** En este radio de afectación las estructuras de acero delgado pueden perder su integridad mecánica, lo que ocasionaría incendio en madera, por la larga exposición sin llama. **Sobrepresión (explosión) umbrales establecidos**	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Válvulas de venteo con flujo direccionado. • Barreras físicas (Bardas y muros). • Sistema de vigilancia en los accesos de la instalación. • Sistema circuito cerrado de televisión. • Bajo nivel de intensidad sísmica histórica en la zona. • Programa de Prevención de Accidentes. • Diseño de acuerdo con el nivel de hundimiento.	R1: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos. R2: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo. R3: Revisión de válvulas manuales en posición correcta. R5: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Anclado de tanque contenedor ocurrencia que incluya la de condiciones ambientales desfavorables, y actividades autorizadas en el área durante su descarga. R6: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: Mangueras, conexiones, alarmas y paro de emergencia. R7: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos
AGRIZAR _VPM 2: Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan daño a los semirremolques de GNC conteniendo un volumen de 2,000 m^3 a una presión de 253.10 kg/cm^2 que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.						
AGRIZAR _VPM 3: Ruptura parcial o total de la tubería de 1” Ø de suministro de GN a baja presión de 4.14 kg/cm^2 con un flujo de 1,050 m^3/hr, por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva						

Hipótesis	Receptores de eventos de riesgo del proyecto					
	Daño a las personas	Daño a la población	Impacto Ambiental	Daño a la instalación/ producción	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones
con posibilidad de incendio y explosión	cuenta con equipo de protección contra fuego. **ZA**: **Molestias** exposición crónica al personal de trabajo de la estación de descompresión de GNC y personas que se encuentren en el radio de afectación en los 15 segundos presentando severo dolor de cabeza por inhalación. Máximo soportable **ZDE:** En este radio de afectación se tiene 1% de mortalidad del personal presente en 1 minuto y lesiones significativas en 10 segundos. **Sobrepresión (explosión) umbrales establecidos** **ZA:** 0.5 psi **ZAR**: 1 psi **ZDE:** 10 psi **ZDE:** En un epicentro de la explosión (zona de muerte), la mayoría de las personas han muerto o están heridas de muerte. **ZAR**: En el perímetro secundario (zona de crítica de víctimas), hay más supervivientes, pero muchos	daños a las estructuras de sus casas. **ZAR**: **Molestias** exposición crónica a las personas que se encuentren en el radio de afectación en los 15 segundos presentando severo dolor. Aquí existen efectos negativos por sobre presión. **ZDE:** En este radio de afectación se tiene 1% de mortalidad del personal presente en 1 minuto y lesiones significativas en 10 segundos. **Sobrepresión (explosión) umbrales establecidos** **ZA:** 0.5 psi **ZAR**: 1 psi **ZDE:** 10 psi **ZDE:** En un epicentro de la explosión (zona de muerte), la mayoría de las personas han muerto o están heridas de muerte. **ZAR**: En el perímetro secundario (zona de crítica de víctimas), hay más supervivientes, pero muchos de ellos probablemente tienen heridas múltiples. **ZA:** En la periferia de la explosión (zona en la que hay	listadas en algún estatus de protección de la NOM-059-SEMARNAT-2010. ZDE: **Sobrepresión (explosión) umbrales establecidos** **ZA:** 0.5 psi **ZAR**: 1 psi **ZDE:** 10 psi **ZDE Y ZAR:** Potencialmente existirá daños a la fauna presente, debido a la onda de sobrepresión que se derive del evento, causando mortandad en algunas especies de aves, mamíferos terrestres y reptiles. Cabe mencionar que no se identificaron especies de fauna listadas en algún estatus de protección de la NOM-059-SEMARNAT-2010. **ZA**: En esta área de afectación ocasionaría lesiones algunas especies presentes, donde las de mayor abundancia son las aves y algunos reptiles.	**ZA:** 0.5 psi **ZAR**: 1 psi **ZDE:** 10 psi **ZAR:** En cuanto a las infraestructuras de los invernaderos o estructuras cercanas en el radio habría colapsos de techos, instrumentaciones dañadas y grietas en ladrillos. **ZA**: Los daños ocasionados en la infraestructura sería vidrios y sensores rotos y colapsos de rejillas. **ZDE:** En este radio de afectación, los daños estimados en cuanto a la infraestructura es daño a los equipos del equipo PSR y a los cilindros contenedores de GNC de los semirremolques. Así como daños de colapso a las infraestructuras de la planta **AGRIZAR** con fisuras en los ladrillos de las paredes.	• Estudio de mecánica de suelos. • Diseño de área con evaluación de radios de giros plano). • Señalamientos y vías libres de obstrucción. • Equipos contra incendios. • Material de construcción en acero SA-516 para trabajo en alta presión y adecuado para la temperatura de operación. • Sistema HCV con sistema de control PID acoplado a PRS. • Sistema automático de paro de emergencia ante alarma por presión y temperatura fuera de rango (10-40°C). • Válvula de venteo acoplada a válvula reguladora • Válvulas de venteo a lo largo de línea de PRS. • Válvula de venteo acoplada a válvula reguladora PCV-301 • Válvulas de venteo PSV-301-PSV305 a lo largo de línea de PRS. • Válvula manual de flujo de gas hacia HCM antes de válvula de control. • Válvula de venteo conectada a válvula de control.	operativos: descarga de tanques contenedores. R8: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Instalación y operación de equipo. R9: Uso de material no tóxico e inflamable compatible con material del equipo en test. R10: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Purga de tubería. R11: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control: Mangueras, conexiones y Válvulas. R12: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Anclado de tanque contenedor que incluya la ocurrencia de condiciones ambientales desfavorables, tales como sismos, hundimientos de tierra, etc.; actividades autorizadas en el área durante su descarga R13: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de
AGRIZAR _VPM 4: Desajuste/falla de válvula de control de flujo de 2” Ø con un flujo de 2000 m^3/hr y una presión de 12.30 kg/cm^2, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva						

Hipótesis	Receptores de eventos de riesgo del proyecto					
	Daño a las personas	Daño a la población	Impacto Ambiental	Daño a la instalación/ producción	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones
	de ellos probablemente tienen heridas múltiples. **ZA:** En la periferia de la explosión (zona en la que hay heridos pero pueden caminar por sí solos), la mayoría de las víctimas tienen heridas que no son potencialmente mortales y trauma psicológico.	heridos pero pueden caminar por sí solos), la mayoría de las víctimas tienen heridas que no son potencialmente mortales y trauma psicológico			• Tanque para venteo de gases antes de bomba. • Filtro de sólidos a la entrada de bomba. • Mezcla agua/glicol como refrigerante que permite un rango de operación mayor. • Válvula manual de flujo de gas hacia HCM antes de válvula de control. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por temperatura de salida de intercambiadores y descarga de gas superior a diseño • Medidor de temperatura para regulación de flujo de gas a boiler. • alarmas en el sistema • Medidores de presión en línea de suministro de gas hacia boiler • Sistema redundante de válvulas para el control de flujo de gas natural a la entrada de boiler. • Alarma por presión fuera de rango. • Paro automático de sistema PRS ante falla de HCM. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por temperatura de salida de intercambiadores y descarga de gas superior a diseño.	control y seguridad: PLC, válvula solenoide y reguladora de flujo. R14: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: válvulas de venteo. R15: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: purga de sistema. R16: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: Ventiladores, PLC y sistema de alarmas. R17: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Descarga de tanque contenedor. Operación bajo condiciones climáticas adversas. R18: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: descarga de tanque contenedor y operación de PRS. R19: Validar los procedimientos de pruebas no destructivas para equipos y tuberías para determinar la certeza sobre la integridad mecánica y protección catódica del mismo.

Hipótesis	Receptores de eventos de riesgo del proyecto					
	Daño a las personas	Daño a la población	Impacto Ambiental	Daño a la instalación/ producción	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones
						R20: Realizar un análisis de integridad a equipos y accesorios antes de iniciar operaciones mediante organismos certificados. R21: Seguimiento estricto a los programas de la capacitación técnica a los empleados de nuevo ingresos mediante la certificación de capacidades y habilidades. R22.- Evaluar la efectividad de la barrera física perimetral existente para salvaguardar la integridad física de la instalación. R23.- Evaluar la protección de las instalaciones por empresas de seguridad privada o pública. R24: Seguimiento estricto a los programas de mantenimiento en el desazolve del drenaje pluvial predio a la temporada de lluvias. R25: Ejecución oportuna del programa de mantenimiento preventivo filtro coalescente. R26: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento a intercambiadores de calor. R27: Instalación de ánodos de sacrificio y tierra física. R28: Instalación de medidor de flujo en entrada y salida de PRS.

IV.5.2.4.- Interacciones de riesgo al interior y exterior del proyecto

Tabla 69. Descripción de las interacciones de riesgo con zonas vulnerables.

Clave del escenario de riesgo	Equipo	Sustancia peligrosa	Tipo de zona	Tipo de evento/ Radio de afectación (m)	Sitios o equipos aledaños que pueden ser afectados	Distancia de los sitios o equipos al punto de fuga (m)	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
AGRIZAR _VPM 1: Ruptura de mangueras o tuberías de 2" Ø con un flujo de 2000 m^3/hr y una presión de 253.10 kg/cm^2, por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión y daño material de equipo. **AGRIZAR _VPM 2:** Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan daño a los semirremolques de GNC conteniendo un volumen de 2,000 m^3 a una presión de 253.10 kg/cm^2 que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión. **AGRIZAR _VPM 3:** Ruptura parcial o total de la tubería de 1" Ø de suministro de GN a baja presión de 4.14 kg/cm^2 con un flujo de 1,050 m^3/hr, por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con	Cilindros contenedores de GNC en semirremolques Equipo Integrado de Descompresión **PRS**	Gas Natural	ZDE/ZAR/ZA	**RADIACIÓN TÉRMICA** **AGRIZAR_VPM_1** **EXPLOSIÓN** 62.07 / 289.14 / 491.50 **Flash Fire** 18.4 / 45.01 / 164.55 **Jet Fire** 77.10 / 166.95 / 307.14 **AGRIZAR_VPM_2** **EXPLOSIÓN** 63.03 / 293.62 / 493.71 **Flash Fire** 13.59 / 71.20 / 102.54 **Jet Fire** 58.14 / 125.93 / 231.69 **AGRIZAR_VPM_3_1** **EXPLOSIÓN** 39.10 / 182.14 / 309.62 **Flash Fire** 17.67 / 26.16 / 35.85	Zonas vulnerables		• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Válvulas de venteo con flujo direccionado. • Barreras físicas (Bardas y muros). • Sistema de vigilancia en los accesos de la instalación. • Sistema circuito cerrado de televisión. • Bajo nivel de intensidad sísmica histórica en la zona. • Programa de Prevención de Accidentes.	R1: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos. R2: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo. R3: Revisión de válvulas manuales en posición correcta. R5: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Anclado de tanque contenedor ocurrencia que incluya la de condiciones ambientales desfavorables, y actividades autorizadas en el área durante su descarga. R6: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: Mangueras, conexiones, alarmas y paro de emergencia. R7: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: descarga de tanques contenedores. R8: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión
					Equipo PSR (Descompresión)	10 (O)		
					Invernaderos AGRIZAR	379 (NO)		
					Camino sin pavimento	14.36 (E)		
					Camino sin pavimento	119.04 (E)		
					Camino sin pavimento	434.88 (NE)		
					L.T. Las Delicias - Santa Fe, Categoría 2	247 (O)		
					L.T. Chipilo - La Soledad, Categoría 1	325.72 (O)		

Clave del escenario de riesgo	Equipo	Sustancia peligrosa	Tipo de zona	Tipo de evento/ Radio de afectación (m)	Sitios o equipos aledaños que pueden ser afectados	Distancia de los sitios o equipos al punto de fuga (m)	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
posibilidad de incendio y explosión. **AGRIZAR _VPM 4:** Desajuste/falla de válvula de control de flujo de 2" Ø con un flujo de 2000 m^3/hr y una presión de 12.30 kg/cm^2, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva.				**Jet Fire** 61.72 / 86.03 / 158.24 **AGRIZAR_VPM_ 3_2** **EXPLOSIÓN** 13.37 / 62.29 / 105.88 **Flash Fire** 2.79 / 5.88 / 10.36 **Jet Fire** 8.51 / 18.42 / 33.88 **AGRIZAR_VPM_ 4** **EXPLOSIÓN** 62.07 / 289.14 / 491.50 **Flash Fire** 18.40 / 45.01 / 164.55 **Jet Fire** 77.10 / 166.95 / 307.14	Camino sin pavimento Agricultura de temporada anual	465.44 (NO) Hasta 500 (N, S, E, O, NE, SE, NO, SO)	• Diseño de acuerdo con el nivel de hundimiento. • Estudio de mecánica de suelos. • Diseño de área con evaluación de radios de giros. • Señalamientos y vías libres de obstrucción. • Equipos contra incendios. • Material de construcción en acero SA- 516 para trabajo en alta presión y adecuado para la temperatura de operación. • Sistema HCV con sistema de control PID acoplado a PRS. • Sistema automático de paro de emergencia ante alarma por presión y temperatura fuera de rango (10-40°C). • Válvula de venteo acoplada a válvula reguladora • Válvulas de venteo a lo largo de línea de PRS. • Válvula de venteo acoplada a válvula reguladora PCV-301 • Válvulas de venteo PSV-301-PSV305 a lo largo de línea de PRS.	de los procedimientos operativos: Instalación y operación de equipo. R9: Uso de material no tóxico e inflamable compatible con material del equipo en test. R10: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Purga de tubería. R11: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control: Mangueras, conexiones y Válvulas. R12: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Anclado de tanque contenedor que incluya la ocurrencia de condiciones ambientales desfavorables, tales como sismos, hundimientos de tierra, etc.; actividades autorizadas en el área durante su descarga R13: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: PLC, válvula solenoide y reguladora de flujo. R14: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: válvulas de venteo. R15: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión

Clave del escenario de riesgo	Equipo	Sustancia peligrosa	Tipo de zona	Tipo de evento/ Radio de afectación (m)	Sitios o equipos aledaños que pueden ser afectados	Distancia de los sitios o equipos al punto de fuga (m)	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
							• Válvula manual de flujo de gas hacia HCM antes de válvula de control. • Válvula de venteo conectada a válvula de control. • Tanque para venteo de gases antes de bomba. • Filtro de sólidos a la entrada de bomba. • Mezcla agua/glicol como refrigerante que permite un rango de operación mayor. • Válvula manual de flujo de gas hacia HCM antes de válvula de control. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por temperatura de salida de intercambiadores y descarga de gas superior a diseño • Medidor de temperatura para regulación de flujo de gas a boiler. • alarmas en el sistema • Medidores de presión en línea de suministro de gas hacia boiler • Sistema redundante de válvulas para el control de flujo de gas natural a la entrada de boiler.	de los procedimientos operativos: purga de sistema. R16: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: Ventiladores, PLC y sistema de alarmas. R17: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Descarga de tanque contenedor. Operación bajo condiciones climáticas adversas. R18: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: descarga de tanque contenedor y operación de PRS. R19: Validar los procedimientos de pruebas no destructivas para equipos y tuberías para determinar la certeza sobre la integridad mecánica y protección catódica del mismo. R20: Realizar un análisis de integridad a equipos y accesorios antes de iniciar operaciones mediante organismos certificados. R21: Seguimiento estricto a los programas de la capacitación técnica a los empleados de nuevo ingresos mediante la certificación de capacidades y habilidades. R22.- Evaluar la efectividad de la barrera física perimetral existente para

Clave del escenario de riesgo	Equipo	Sustancia peligrosa	Tipo de zona	Tipo de evento/ Radio de afectación (m)	Sitios o equipos aledaños que pueden ser afectados	Distancia de los sitios o equipos al punto de fuga (m)	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
							• Alarma por presión fuera de rango. • Paro automático de sistema PRS ante falla de HCM. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por temperatura de salida de intercambiadores y descarga de gas superior a diseño.	salvaguardar la integridad física de la instalación. R23.- Evaluar la protección de las instalaciones por empresas de seguridad privada o pública. R24: Seguimiento estricto a los programas de mantenimiento en el desazolve del drenaje pluvial predio a la temporada de lluvias. R25: Ejecución oportuna del programa de mantenimiento preventivo filtro coalescente. R26: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento a intercambiadores de calor. R27: Instalación de ánodos de sacrificio y tierra física. R28: Instalación de medidor de flujo en entrada y salida de PRS.

IV.6.- REPOSICIONAMIENTO DE LOS ESCENARIOS DE RIESGO

A fin de estimar los máximos daños posibles, en la identificación y jerarquización de riesgos, no se han considerado los controles y medidas de reducción de riesgos (salvaguardas, protecciones o barreras) para mitigar las consecuencias de los escenarios de riesgo identificados. En este sentido, haciendo un reposicionamiento de escenarios de riesgo donde se consideren las medidas preventivas de seguridad y mitigación de riesgos para la reducción de consecuencias y los protocolos de respuesta a emergencias, para lo cual se utilizará la metodología de análisis de secuencias de sucesos.

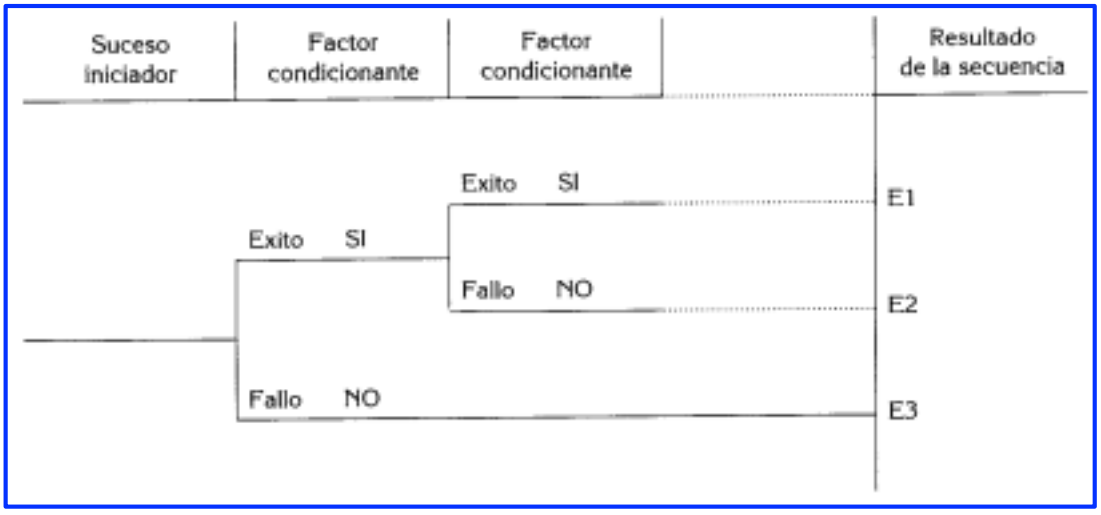
IV.6.1. Metodología del Árbol de sucesos o análisis de secuencias de sucesos.

El árbol de sucesos o análisis de secuencias de sucesos es un método inductivo que describe la evolución de un suceso iniciador sobre la base de la respuesta de distintos sistemas tecnológicos o condiciones externas. Partiendo del suceso iniciador y considerando los factores condicionantes involucrados, el árbol describe las secuencias accidentales que conducen a distintos eventos.

IV.6.1.1. Construcción del árbol de sucesos o análisis de secuencias de sucesos.

La construcción del árbol comienza por la identificación de los N factores condicionantes de la evolución del suceso iniciador. A continuación, se colocan estos como cabezales de la estructura gráfica. Partiendo del iniciador se plantea sistemáticamente dos bifurcaciones: en la parte superior se refleja el éxito o la ocurrencia del suceso condicionante y en la parte inferior se representa el fallo o no ocurrencia de este.

Figura. 73. Esquema general de un árbol de sucesos.



Se obtienen así 2^N combinaciones o secuencias teóricas. Sin embargo, las dependencias entre los sucesos hacen que la ocurrencia o éxito de uno de ellos pueda eliminar la posibilidad de otros, reduciéndose así el número total de secuencias. La disposición horizontal de los cabezales se suele hacer por orden cronológico de evolución del accidente.

IV.6.1.2. Evaluación del árbol de sucesos o análisis de secuencias de sucesos.

El árbol de sucesos así definido tiene las siguientes características:

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

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

$$\mathbf{F_s = f \prod p_i\ (1\text{-}p_i) = 1.\ N_{ij} = 1,\ n_j}$$

Siendo:

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

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

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

$$\mathbf{\prod f_s = f}$$

La obtención de los valores p_i se basa generalmente en datos bibliográficos, estimaciones de expertos o en la aplicación de la técnica del árbol de fallos descrita en el punto anterior.

IV.6.1.3. Resultados de la evaluación del árbol de sucesos o análisis de secuencias de sucesos.

Suceso_1. Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo.

P_i calculada en el árbol de fallos es de 6.09E-04

Suceso iniciador. Se considera la fuga de gas natural por desacople de uno de los contenedores de descarga al equipo de descompresión. Este suceso tiene una frecuencia de 6.09E-04 eventos/año.

Factores condicionantes de la evolución del suceso que se indican en la cabecera del esquema:

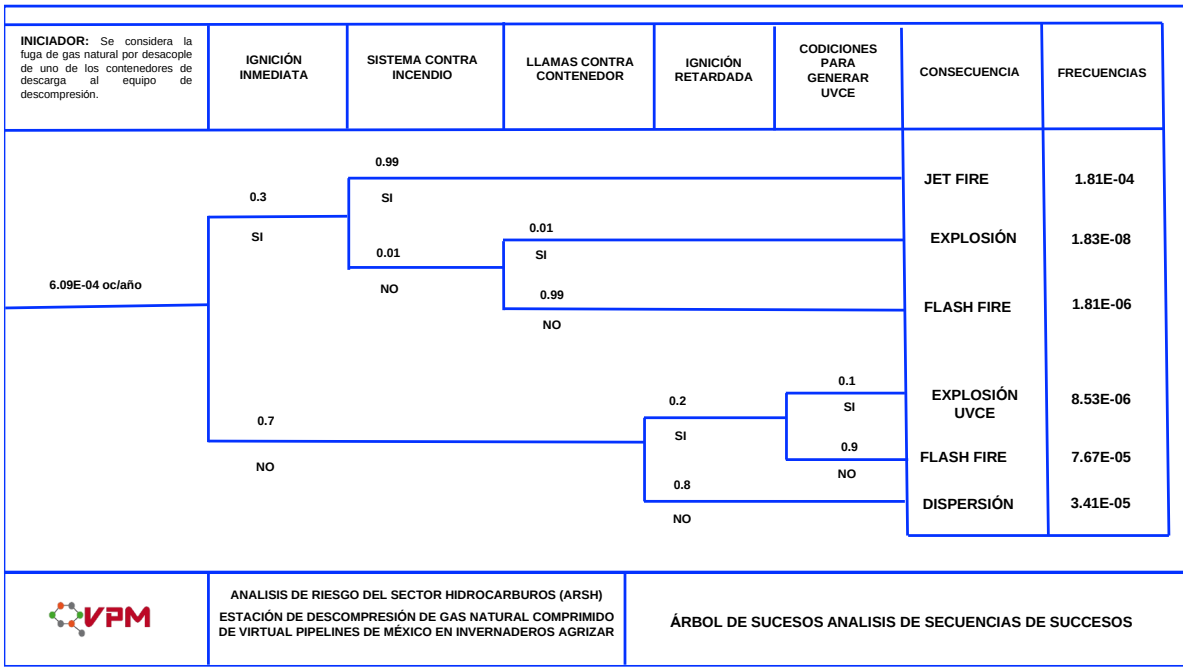
- **Ignición inmediata.** Representa la probabilidad de que se produzca la ignición en el momento de la fuga. Se considera que la probabilidad de que esto ocurra es de 0.3. El suceso complementario tiene una probabilidad de 1-0.3 = 0.7.
- **Correcto funcionamiento del dispositivo contra incendios**. Se refiere a la puesta en marcha de paro automático del poste de descarga o en su caso, el cierre de la válvula de cierre automático. Se considera que la probabilidad de correcto funcionamiento es de 0.99.
- **Llamas contra la tubería o poste de descarga**. Representa la probabilidad de que las llamas incidan directamente sobre los contenedores de almacenamiento de gas natural, dependiendo del punto de fuga. Se considera una probabilidad de 0.01.
- **Ignición retardada**. Representa la probabilidad de que la ignición se produzca a cierta distancia del punto de fuga, dependiendo de la presencia de fuentes de ignición. Se considera una probabilidad de 0.2.
- **Condiciones para generar una UVCE**. Representa la probabilidad de que el gas entre límites de inflamabilidad sea suficiente para dar lugar a una explosión no confinada. Se estima esta probabilidad en 0.1.

Tabla 70. Resultados de frecuencias del resultado de la evaluación de árbol de suceso 1

Suceso	Frecuencia (eventos/año)
Jet fire	1.81E-04
Explosión	1.83E-08
Flash fire	1.81E-06
Explosión UVCE	8.53E-06
Flash fire	7.67E-05
Dispersión	3.41E-05

Fuente: Elaboración propia con base en la metodología de árbol de sucesos.

Figura. 74. Resultados de la evaluación del árbol de suceso 1.



Fuente: Elaboración propia con base en la metodología de árbol de sucesos.

Descripción de las consecuencias suceso 1.

Se presentan los eventos de riesgo más representativos en el caso de la fuga de gas natural en la tubería de 2" por desacople en el poste con el cilindro de descarga hacia la unidad de descompresión.

Primera consecuencia.

Se contemplan los siguientes fenómenos:

- Fuga de gas natural en tubería de 2".
- Ignición inmediata.
- Correcto funcionamiento del sistema de paro automático.
- Dardo de fuego con frecuencia de 1.81E-04 eventos/año.

Segunda secuencia.

Se contemplan los siguientes fenómenos:

- Fuga de gas natural en tubería de 2".
- Ignición inmediata de la nube inflamable.

- Mal funcionamiento del sistema de paro automático.
- Incidencia directa sobre las llamas del contenedor de almacenamiento.
- Explosión en el tanque de almacenamiento con una frecuencia de 1.83-08.

Tercera secuencia

Se contemplan los fenómenos siguientes:

- Fuga de gas LP en tubería de 2".
- Ignición retardada.
- Condiciones para generar UVCE.
- UVCE de la masa contenida en la fuga del gas natural con frecuencia de 8.53E-06 eventos/año.

Cuarta secuencia

Se contemplan los siguientes fenómenos:

- Fuga de gas LP en tubería de 2".
- Ignición retardada.
- No hay condiciones para generar UVCE.
- Flash fire con frecuencia de 7.67E-05 eventos/año.

Suceso_2: Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.

Suceso iniciador. Se considera la fuga de gas natural por eventos de actos de sabotaje, golpes externos en el equipo de descompresión. Este suceso tiene una frecuencia de 7.74E-04 eventos/año.

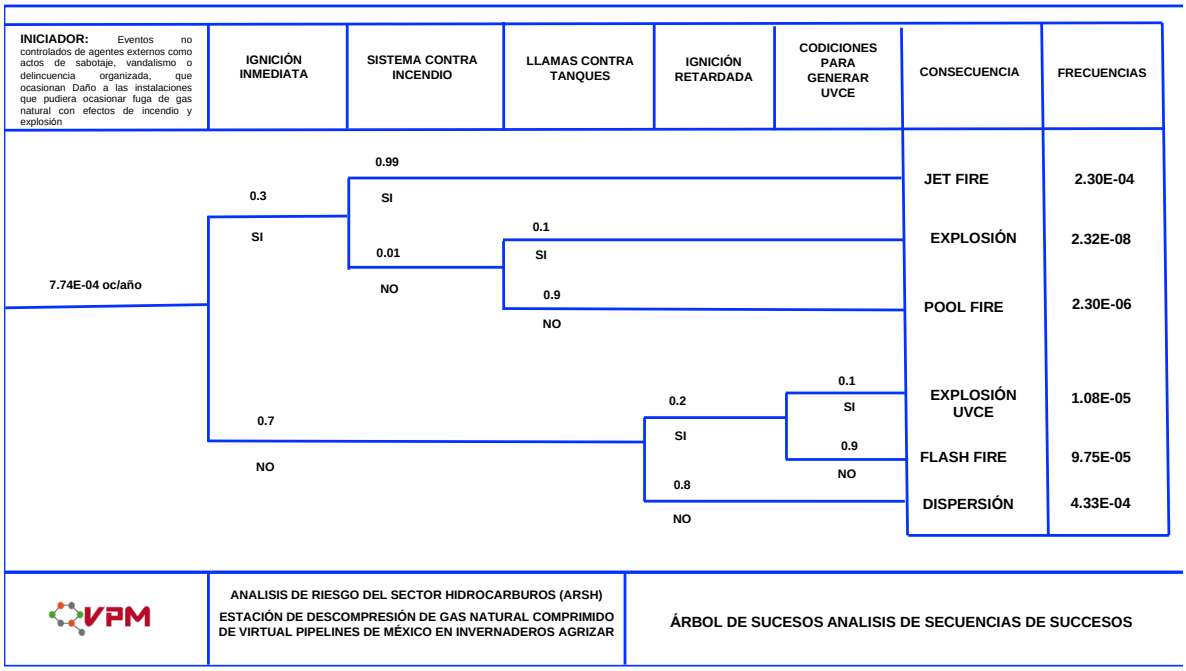
Tabla 71. Resultados de frecuencias del resultado de la evaluación de árbol de suceso 2

Suceso	Frecuencia (eventos/año)
Jet fire	2.30E-04
Explosión	2.32E-08
Flash fire	2.30E-06

Suceso	Frecuencia (eventos/año)
Explosión UVCE	1.08E-05
Flash fire	9.75E-05
Dispersión	4.33E-05

Fuente: Elaboración propia con base en la metodología de árbol de sucesos.

Figura. 75. Resultados de la evaluación del árbol de suceso 2.



Fuente: Elaboración propia con base en la metodología de árbol de sucesos.

Descripción de las consecuencias suceso 2

Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.

Primera consecuencia.

Se contemplan los siguientes fenómenos:

- Fuga de gas natural en contenedores por agentes externos.
- Ignición inmediata.

- Correcto funcionamiento del sistema de paro automático.
- Dardo de fuego con frecuencia de 2.30E-04 eventos/año.

Segunda secuencia.

Se contemplan los siguientes fenómenos:

- Fuga de gas natural en contenedores por agentes externos.
- Ignición inmediata de la nube inflamable.
- Mal funcionamiento del sistema de paro automático.
- Incidencia directa sobre las llamas de los contenedores.
- Explosión en el contenedor de almacenamiento con una frecuencia de 2.32E-08.

Tercera secuencia.

Se contemplan los siguientes fenómenos:

- Fuga de gas natural en contenedores por agentes externos.
- Ignición retardada.
- Condiciones para generar UVCE.
- UVCE de la masa contenida en el contenedor de gas natural con frecuencia de 1.08E-05 eventos/año.

Cuarta secuencia.

Se contemplan los siguientes fenómenos:

- Fuga de gas natural en contenedores por agentes externos.
- Ignición retardada.
- No hay condiciones para generar UVCE.
- Flash fire con frecuencia de 9.75E-05 eventos/año.

Suceso_3: Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión.

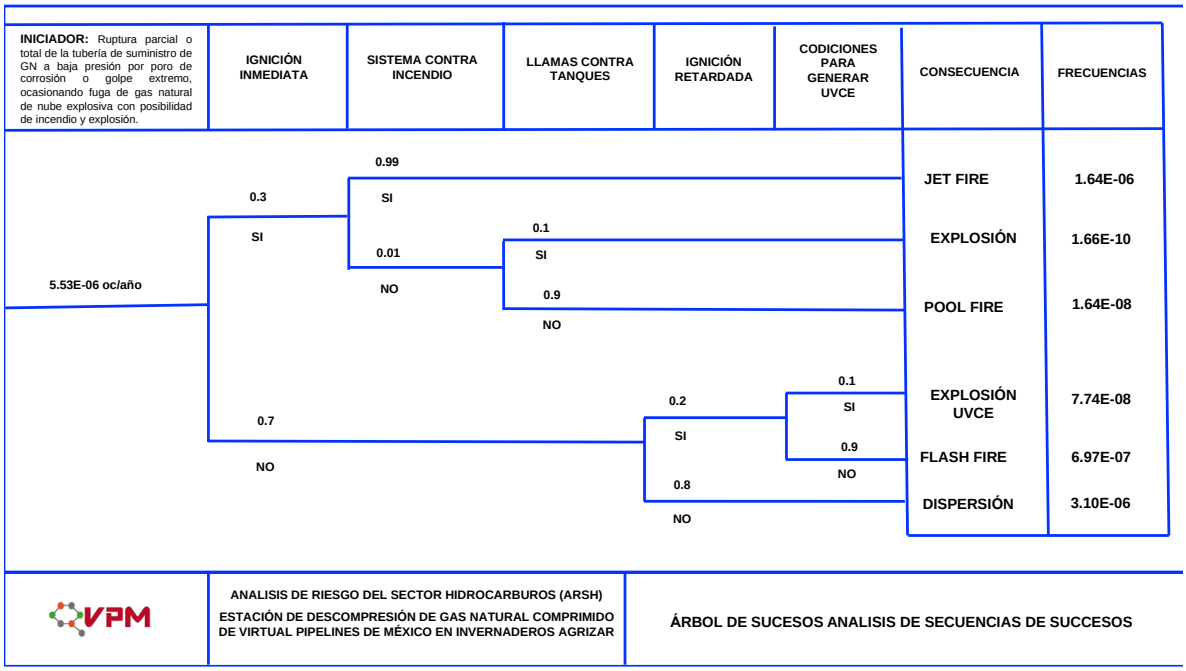
Suceso iniciador. Se considera la fuga de gas natural por eventos por poro de corrosión o golpe extremo en la tubería de baja presión hacia la planta AGRIZAR. Este suceso tiene una frecuencia de 5.53E-06 eventos/año.

Tabla 72. Resultados de frecuencias del resultado de la evaluación de árbol de suceso 3

Suceso	Frecuencia (eventos/año)
Jet fire	1.64E-06
Explosión	1.66E-10
Flash fire	1.64E-08
Explosión UVCE	7.74E-08
Flash fire	6.97E-07
Dispersión	3.10E-06

Fuente: Elaboración propia con base en la metodología de árbol de sucesos.

Figura. 76. Resultados de la evaluación del árbol de suceso 3.



Fuente: Elaboración propia con base en la metodología de árbol de sucesos.

Descripción de las consecuencias suceso 3

Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión.

Primera consecuencia.

Se contemplan los siguientes fenómenos:

- Fuga de gas natural en tubería de 2" en suministro hacia la planta AGRIZAR.
- Ignición inmediata.
- Correcto funcionamiento del sistema de paro automático.
- Dardo de fuego con frecuencia de 1.64E-06 eventos/año.

Segunda secuencia.

Se contemplan los siguientes fenómenos:

- Fuga de gas natural en tubería de 2" en suministro hacia la planta AGRIZAR.
- Ignición inmediata de la nube inflamable.
- Mal funcionamiento del sistema de paro automático.
- Incidencia directa sobre las llamas de los contenedores.
- Explosión en el contenedor de almacenamiento con una frecuencia de 1.66E-10.

Tercera secuencia.

Se contemplan los siguientes fenómenos:

- Fuga de gas natural en tubería de 2" en suministro hacia la planta AGRIZAR.
- Ignición retardada.
- Condiciones para generar UVCE.
- UVCE de la masa contenida en el contenedor de gas natural con frecuencia de 7.74E-08 eventos/año.

Cuarta secuencia.

Se contemplan los siguientes fenómenos:

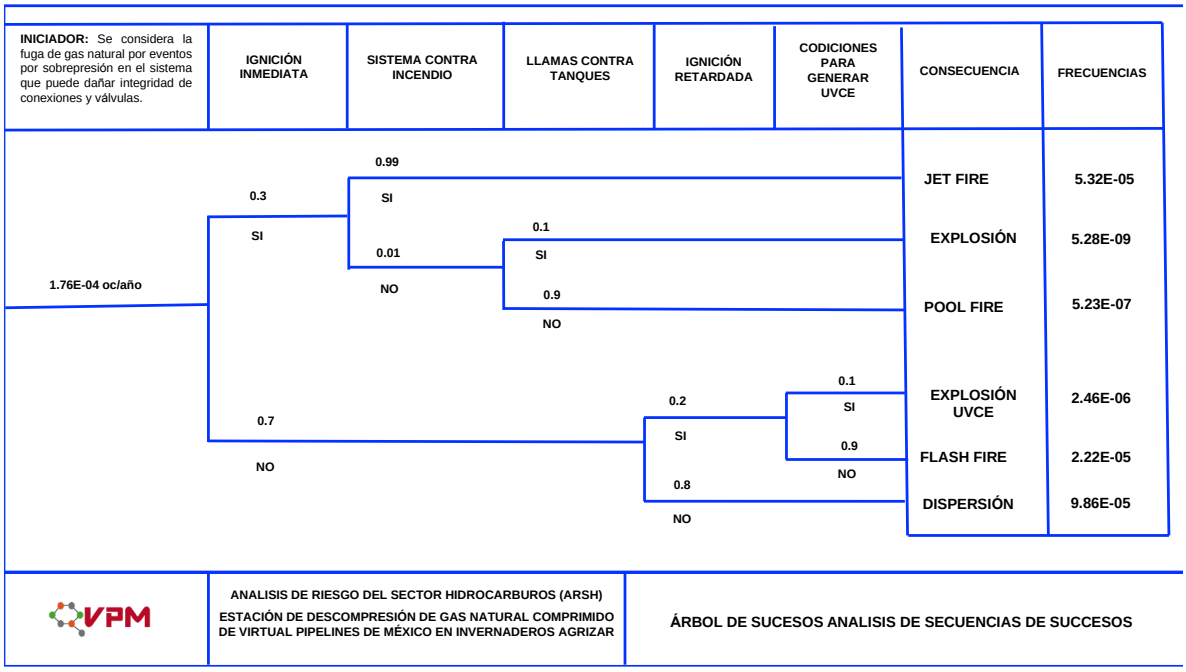
- Fuga de gas natural en tubería de 2" en suministro hacia la planta AGRIZAR.
- Ignición retardada.

- No hay condiciones para generar UVCE.
- Flash fire con frecuencia de 6.97E-07 eventos/año.

Suceso_4: Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva.

Suceso iniciador. Se considera la fuga de gas natural por eventos por sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas. Este suceso tiene una frecuencia de 1.76E-04 eventos/año.

Figura. 77. Resultados de la evaluación del árbol de suceso 4.



Fuente: Elaboración propia con base en la metodología de árbol de sucesos.

Tabla 73. Resultados de frecuencias del resultado de la evaluación de árbol de suceso 4

Suceso	Frecuencia (eventos/año)
Jet fire	5.32E-05
Explosión	5.28E-09
Flash fire	5.32E-07
Explosión UVCE	2.46E-06

Suceso	Frecuencia (eventos/año)
Flash fire	2.22E-05
Dispersión	9.86E-05

Fuente: Elaboración propia con base en la metodología de árbol de sucesos.

Descripción de las consecuencias suceso 4

Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva.

Primera consecuencia.

Se contemplan los siguientes fenómenos:

- Fuga de gas natural en válvula de control de flujo en equipo de descompresión.
- Ignición inmediata.
- Correcto funcionamiento del sistema de paro automático.
- Dardo de fuego con frecuencia de 5.32E-05 eventos/año.

Segunda secuencia.

Se contemplan los siguientes fenómenos:

- Fuga de gas natural en válvula de control de flujo en equipo de descompresión.
- Ignición inmediata de la nube inflamable.
- Mal funcionamiento del sistema de paro automático.
- Incidencia directa sobre las llamas de los contenedores.
- Explosión en el contenedor de almacenamiento con una frecuencia de 5.28E-09.

Tercera secuencia.

Se contemplan los siguientes fenómenos:

- Fuga de gas natural en válvula de control de flujo en equipo de descompresión.
- Ignición retardada.
- Condiciones para generar UVCE.

- UVCE de la masa contenida en el contenedor de gas natural con frecuencia de 2.46E-06 eventos/año.

Cuarta secuencia.

Se contemplan los siguientes fenómenos:

- Fuga de gas natural en válvula de control de flujo en equipo de descompresión.
- Ignición retardada.
- No hay condiciones para generar UVCE.
- Flash fire con frecuencia de 2.22E-05 eventos/año.

Una vez realizado las probabilidades de ocurrencia del árbol de sucesos en los escenarios de riesgo identificados sin las medidas de mitigación se reposicionan nuevamente para dar una región de riesgo aceptable o tolerable como se observa en la tabla siguiente.

Tabla 74. Reposicionamiento de los escenarios de riesgo

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Sin medidas de mitigación				Tipo	Referencia de origen	Con medidas de mitigación			
			Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia			Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia
1	AGRIZAR _VPM_1	Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo.	12	**C (ALARP)**	3	4	Caso Más probable	Presión: Nodo 1 desviación 1.2 Flujo: Nodo 1 desviación 1.5	6	**C (ALARP)**	**3**	**2**
2	AGRIZAR _VPM_2	Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	12	**C (ALARP)**	3	4	Caso alterno	Sin seguridad y vigilancia: Nodo 1 desviación 1.16	6	**C (ALARP)**	**3**	**2**
3	AGRIZAR _VPM_3	Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	12	**C (ALARP)**	3	4	Caso Más probable	Presión: Nodo 6, desviación 6.2	6	**C (ALARP)**	**3**	**2**

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Sin medidas de mitigación				Tipo	Referencia de origen	Con medidas de mitigación			
			Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia			Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Frecuencia	Consecuencia
4	AGRIZAR _VPM_4	Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva	12	**C (ALARP)**	3	4	Peor Caso (Catastrófico)	Flujo: Nodo 3 desviación 3.4	6	**C (ALARP)**	**3**	**2**

IV.7. SISTEMAS DE SEGURIDAD

IV.7.1.- Normas de Diseño

La primera capa de las medidas de seguridad corresponde al diseño del sistema PRS 2000 - 4,000 Psi. El diseño del sistema y selección de materiales cumple con la normatividad mexicana aplicable:

- NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural
- NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones para el aprovechamiento de gas natural
- NOM-003-SECRE-2011, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos
- NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural
- NOM-011-SECRE-2000, Gas Natural para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares.
- NOM-002-STPS-2010, Condiciones de seguridad-prevención, protección y combate de incendios 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.
- NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-Funcionamiento-Condiciones de seguridad
- NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (Utilización)
- NOM-022-SCFI-2008, Electricidad estática en los centros de trabajo-condiciones de seguridad
- NOM-008-SCFI-1993, Sistema general de unidades y medidas.

IV.7.2.- Especificaciones de Diseño

Las especificaciones generales del sistema son:

- Flujo de diseño: 2000 m^3/h
- Flujo máximo de trabajo: 2000 m^3/h
- Etapas de regulación: 3
- Presión máxima de entrada: 275 bar
- Suministro eléctrico: 460VAC, 60 Hz

- Refrigerante: Mezcla agua-glicol
- Clasificación eléctrica: Clase 1, división 2
- Máxima presión de trabajo: 275 bar
- Máxima presión de descarga: 17 bar
- Presión de diseño de tubería: 275 bar (4000 Psi)
- Temperatura mínima de entrada de gas natural: -40°C
- Presión de salida de gas natural: 170 Psi
- Temperatura mínima de salida de gas natural: -15 °C
- Paro de emergencia: Paro por alarma en PLC y botón manual de paro de emergencia
- Protección por sobrepresión: Válvulas de manuales alivio y válvulas de seguridad
- Calentamiento: Sistema de calentamiento HCM
- Filtro: Filtro coalescente de alta presión

Cimentación

El PRM y HCM deben recibir independiente cimentación de concreto plana y nivel al menos tan grande como las dimensiones en planta de cada patín (si está montado por separado). Para el PRS se recomienda un margen de 24 pulgadas (61 cm) alrededor de todos los lados para el servicio.

El espesor de las pastillas de hormigón y el refuerzo debe ser determinado de acuerdo a la distribución del peso del patín y las propiedades de los suelos subyacentes. Todos los códigos de construcción locales pertinentes se cumplen para este propósito. Para el diseño de base de concreto, el peso bruto del equipo puede ser considerado para ser distribuido de manera uniforme sobre el área de plan.

Disposiciones de protección: HCM

Se asegura una distancia mínima de 152 mm (6 pulgadas) del proyecto de la caldera campana y el cañón de humos, en cualquier dirección. El suministro de aire es suficiente para la caldera. Las aperturas de aire a la sala de HCM proporcionan aire para la combustión, la dilución de gases de combustión y ventilación, con independencia de si el aire se toma del interior o el exterior. El tamaño de la apertura de aire y la ubicación (así como otro suministro de aire y consideraciones de ventilación) cumplen con la normatividad aplicable.

NOTA: La sala de HCM no debe estar bajo una presión negativa.

Se proporcionan aperturas de aire no sólo a las dimensiones requeridas para la entrada total de todos los aparatos que utilizan combustibles en el espacio de la caldera, sino también para manejar el tipo de movimiento de aire de los ventiladores de extracción o motores de aire utilizando aire del edificio o espacio. Las terminaciones de ventilación deben estar siempre libres de obstáculos (por ejemplo, nieve, hielo, etc.). Las persianas y rejas utilizadas en el sistema de suministro de aire y ventilación deben mantenerse libres de polvo, suciedad o escombros bloqueando el flujo de aire adecuado.

Disposiciones de ventilación: HCM

El instalador de gas es responsable de proporcionar una ventilación adecuada y en buenas condiciones de uso. Está prohibida la interferencia con el suministro de aire a la caldera. La instalación y el tipo de ventilación de gas o respiradero conector debe seguir todas las leyes locales códigos, leyes, reglamentos y ordenanzas.

Las conexiones de calderas a gas respiraderos o chimeneas, instalaciones de ventilación siguen la ventilación de los equipos del Código Nacional de Gas Combustible, Parte 7, ANSI Z223.1. La ventilación es apoyada como lo requiere la normatividad aplicable. Los tramos horizontales tienen pendiente ascendente de no menos de 1⁄4 de pulgada por pie (21 mm / m) de la caldera a la terminal de ventilación.

La unidad debe instalarse con el suministrado de fábrica proyecto campana en su lugar. El proyecto de campana es un dispositivo de seguridad diseñado para controlar los borradores de chimenea que podrían afectar a la combustión, o soplar el piloto. El proyecto de la campana se suministra con la caldera no debe ser alterado. La altura mínima de la falda como se indica en el proyecto de la campana debe ser mantenida.

Los conectores de ventilación al servicio de la caldera no deben estar conectados en cualquier parte de los sistemas de proyectos mecánicos que operan bajo presión positiva.

Información de terminal de ventilación

La distancia mínima de la terminación de un terminal de ventilación para las calzadas adyacentes públicos, edificios adyacentes, ventanas abiertas, capaces y aberturas del edificio es inferior a los valores especificados en el Código Nacional de Gas Combustible, ANSI Z223.1 y / o normatividad aplicable.

Para un correcto funcionamiento, la terminal de ventilación debe mantenerse libre de nieve y otros escombros en todo momento.

Para evitar la decoloración y degradación de los materiales de construcción por los gases de combustión y la condensación de gases de combustión, la terminal de ventilación se instala libre de obstáculos cercanos. En todos los casos, la instalación se realiza de conformidad con las normas locales. Se mantiene una distancia mínima de 1.20 m (4 pies) horizontalmente. En ningún caso el espacio libre alrededor de los contadores eléctricos, contadores de gas, reguladores y equipos de socorro es inferior a 1.20 m (4 pies).

Válvula de alivio de presión y tubería de descarga

Una válvula de alivio de presión se suministra como equipo estándar. La válvula de alivio de presión es una protección adicional contra los daños que podrían ser causados por el mal funcionamiento de los controles, o presión de agua excesiva. La válvula de alivio de presión está instalada en la salida de la caldera con su eje vertical.

Una tubería de descarga es utilizada. La salida de la tubería de descarga esta colocada sobre un drenaje adecuado, y dispuesto de modo que no hay peligro de quemaduras (quemaduras de vapor). La tubería de descarga libera hacia abajo de la válvula y no debe es menor que la salida de la válvula. El extremo del tubo de descarga no debe ser ocultado o roscado y debe ser protegido de la congelación. Extensas carreras, trampas, o curvas podrían reducir la capacidad de la válvula de alivio de presión.

La válvula de alivio de presión es un requisito del código. La instalación en el campo de la válvula de alivio es coherente con los códigos de calderas a presión ANSI / ASME, Sección IV.

Sitio de tuberías

Para darse cuenta de la capacidad total del PRM, toda la instalación del sistema es planeada cuidadosamente para proporcionar la capacidad de flujo adecuada al suministro de gas aguas arriba conectada con el PRM.

En el almacenamiento móvil se debe prestar especial atención a las tuberías, válvulas, y el diseño del colector de conexión al almacenamiento. Sólo se instalan las líneas de tuberías de alta presión de postes de-alimentación al PRM.

El suministro de agua y las tuberías de retorno entre el HCM y PRM deben estar adecuadamente dimensionado para los requisitos de caudal. La caída de presión de agua entre el PRM y HCM no

debe exceder de 2 a 4 psi. Los diámetros de las tuberías deben ser de hasta de tamaño para los funcionamientos de tuberías largas, con el fin de evitar la caída de presión.

Una línea de suministro de combustible de tamaño adecuado desde el PRM al HCM también es proporcionada. Esta línea es capaz de retener presión en cargas completas.

Protección Catódica

La tubería de suministro de gas enterrada cuenta con protección catódica de acuerdo con los códigos de instalación locales. Esto requiere el uso de bridas aislantes en la entrada y salida de la tubería desde el suelo, y ánodos de sacrificio enterrados a intervalos, como es requerido por los códigos locales.

Válvulas de aislamiento

Las válvulas de aislamiento se suministran en cada entrada y salida tanto de la PRM y el HCM. Se requieren estas válvulas de bloqueo y no deben ser removidas.

Requisitos de funcionamiento de la caldera

Evite reposición innecesaria de líquido / agua. Puede dar lugar a aire que entra en el sistema causando corrosión. Los minerales disueltos en el precipitado de suministro de agua cuando se calienta, se depositan predominantemente en el intercambiador de calor. No se debe tomar agua del sistema de calefacción para la limpieza, lavado, etc.

La caldera está diseñada como un sistema de bucle cerrado. No es la intención de los sistemas abiertos, como el agua de la piscina de calentamiento, o sistemas en los que se repone constantemente agua. El funcionamiento de la caldera como un sistema abierto puede resultar en una falla prematura del intercambiador de calor.

Los sistemas de calefacción con agua de retorno a baja temperatura pueden causar la humedad del gas de combustión se condense en las superficies de transferencia de calor de la caldera, provocando corrosión y restringir el flujo de gases de combustión, lo que resulta en una falla prematura.

Bajo el agua de retorno de la temperatura también puede enfriar demasiado los gases de combustión, lo que resulta en una reducción de succión de ventilación. Estos son fenómenos naturales, independientemente del diseño de la caldera. Como una guía para evitar tales condiciones, es imperativo que la temperatura del agua de retorno permanece por encima de 57 ° C (135 ° F).

Clasificaciones eléctricas de la zona

Todo el equipo eléctrico en el patín PRM está diseñado para la clase mínima I, División 2 (Zona 2), Grupo D lugares peligrosos.

Todo el equipo eléctrico entra dentro de la Clase I, División 2 (Zona 2), Grupo D se diseña y cablea en consecuencia. Cableado seguro no inflamable se usa en el patín PRM para conectarse a presión y / o sensores de temperatura. En condiciones normales de funcionamiento, esto impide la formación de electricidad estática, lo que podría encender el gas.

Áreas suficientemente lejos de equipos de que contienen gas (3 metros - 5 metros), son consideradas no peligrosas y seguras para los equipos que no están localizados en una zona Clase I, División 2.

Intrínsecamente, cableado seguro está presente para los sensores de interruptor en línea / fuera de línea y para algunos sensores de presión ubicados en áreas División 1. Se usan barreras de seguridad para limitar la corriente que circula en el cableado. Esta configuración impide chispas que podrían encender el gas.

Instalación de paneles de control eléctrico

Controles eléctricos aplicables (incluidos los de la PRM) con NEMA 12, 4 o cerramientos de panel eléctrico 3R están ubicados de forma remota en una zona no peligrosa.

Paneles NEMA 4 y 3R son resistentes y aptos para el montaje al aire libre. Paneles NEMA 4 y 3R sometidos a temperaturas frías de invierno están equipados con calentadores termostáticos.

Paneles NEMA 12 deben montarse en un edificio seguro de mal tiempo, o kiosco especial. La central eléctrica se debe atornillar a la base de pavimento, o montar en la pared.

Conexiones de cableado de campo eléctrico

Las conexiones eléctricas se pueden hacer con el alambre y el conducto sólido, o conducto de cable flexible blindado. Si se utiliza el cableado enterrado, las carreras eléctricas deben ser enterradas 0.6-1.0 metros por debajo del grado. Las conexiones en el PRM y HCM se hacen con conducto o glándulas de conexión a las cajas de conexión adecuados en el equipo.

IV.7.2.- Sistemas y accesorios

IV.7.2.1.- Sistema Básico de Control de Proceso (SBCP)

El módulo de PRS reduce de forma segura la presión del gas mediante la adición de la cantidad apropiada de calor para contrarrestar la reducción de la temperatura debido a la despresurización.

La línea de entrada a la PRM está conectada a un almacenamiento fijo o móvil, o a una tubería. El gas que fluye hacia el PRM pasa a través de un mecanismo de seguridad, válvula de entrada normalmente cerrada.

La válvula aísla el PRM del suministro de gas cuando el PRM se apaga, o si se inicia una secuencia de apagado de emergencia. Las partículas pequeñas se eliminan del gas de suministro por un filtro de entrada, situado antes del intercambiador de calor. El gas fluye a través de un intercambiador de calor de tubo y coraza. Los tubos de gas se mantienen calentados por una corriente de fluido caliente (agua / glicol) que se bombea a través de la coraza por el HCM, ya que el gas entra en la primera etapa de regulación de presión (despresurización). Otras etapas de regulación se emplean para alcanzar la presión de salida final.

Los manómetros se proporcionan en todo el sistema para el monitoreo de presiones de gas, y para el establecimiento de los reguladores. El suministro de gas de la caldera se toma de la línea principal después del intercambiador de calor. El gas regulado a 1.4 bar (20 Psi) a través de un regulador independiente, o puede ser tomada de un punto de la estación de regulación final aguas abajo, antes del medidor.

Todas las tuberías de presión que incluyen filtros, intercambiadores de calor, reguladores, etc., están protegidos de un exceso de presión mediante válvulas de seguridad, o principales reguladores duales. Todas las válvulas de alivio se ventilan a la atmósfera a través de una tubería de descarga común a lugar seguro.

El tubo de descarga sirve como un colector para ventilar gas procedente de descarga de la válvula de alivio, así como para válvulas de drenaje manuales. Todas las tuberías y los tubos están fabricados de acuerdo a la normatividad aplicable y se unieron mediante conexiones roscadas y soldadas, o el uso de accesorios de compresión de tubo.

Identificación Reguladores

En la regulación de múltiples etapas, por lo general se emplean en la primera etapa los reguladores de alta presión operados por resorte, para disminuir la presión a un nivel apropiado para la segunda etapa. Estos reguladores pueden ser operados por piloto, en paralelo o individualmente.

En su caso, en la segunda y tercera etapa de regulación se emplean reguladores pre-comandados, que disminuyen la presión a la presión de descarga deseada. Estos reguladores piloto están instalados en una configuración "Monitor de espera", o una configuración de "Monitor de Trabajo".

Monitor de espera

En una instalación "Monitor de espera", el regulador piloto operado aguas abajo se fija en una presión más alta, y sólo funciones en el caso de un fallo del regulador operado piloto aguas arriba. La puesta a punto de la pantalla de espera debe ser un poco más alto que el regulador de funcionamiento (es decir, 5%).

Monitor de trabajo

En una instalación de "Monitor de Trabajo", ambos pilotos operados reguladores están trabajando para reducir la presión en una secuencia de dos etapas. El regulador de primera etapa (aguas arriba) se establecerá significativamente más alta que la segunda etapa del regulador (aguas abajo).

Módulo de control de calefacción: HCM

La línea de gas de entrada a la HCM proviene del PRM. El gas que fluye hacia el HCM puede pasar a través de las válvulas de admisión, que se utilizan para aislar el HCM.

Un regulador y un medidor de presión están instalados en la entrada de la caldera para asegurar la presión de alimentación correcta. Una línea de purga de gas se instala después del regulador.

El agua fluye a través de HCM la entrada más allá de un interruptor de flujo bajo. En este punto, una válvula de retención y el regulador proporcionan una entrada para agua adicional al sistema. El agua fluye hacia el tanque separador de aire, que incluye un orificio de ventilación en la parte superior, la eliminación de cualquier aire atrapado del sistema. Desde el depósito del agua pasa a través de un colador para eliminar los residuos, antes de llegar a la bomba. El agua se bombea en la caldera. Un medidor de flujo instalado en el lado de descarga de agua supervisa el flujo de refrigerante en el sistema. Después del calentamiento, el agua se puede volver a circular (bucle) a través de la válvula de 3 vías, o dirigido al PRM.

El agua fluye a través de tuberías y accesorios galvanizados, o la manguera de tipo marino. Todos los accesorios de tubería y mangueras son roscados. Tubos para conducciones de gas usan accesorios de compresión. Todos los elementos del sistema están diseñados, fabricados y probados de acuerdo con la normatividad aplicable.

Si el PRS es parte de un sistema de sitio grande con un compresor, el control puede ser incorporado en el sistema de compresión PLC, y no un PLC independiente. Independientemente de su ubicación, el PLC inicia y detiene el PRS, monitorea continuamente su estado, e indica las condiciones de alarma. El estado del PRS es monitoreado por varios sensores para la presión, la temperatura y flujo. Todos los sensores, interruptores, motores y válvulas solenoides utilizados en el PRS se conectan utilizando métodos aprobados para la clasificación específica área de instalación.

Todos los módulos de PRS tienen un sistema ESD (Emergency Shut Down). Este sistema se apaga de forma segura hacia abajo y aísla el PRS desde el suministro de gas. Interruptores Online / Offline se encuentran en el panel de HCM, y en el panel de control. Ambos interruptores deben estar en la posición en línea para el PRS funcione automáticamente.

IV.7.2.2.- Alarmas y procedimientos

Cuando cualquiera de los sensores del sistema PRS presenta una condición de fallo, el PRS se apaga. Un indicador de alarma rojo se enciende en el panel de control y en el patín PRS. Después de que el PLC registra una alarma, el PRS no puede funcionar hasta que la condición de fallo se ha corregido, y el panel de control del PRS se ha restablecido. Incluso si la condición de alarma se desconecta sola, el indicador permanece iluminado hasta que el panel de control se pone a cero de forma manual. Las alarmas de baja temperatura de gas son ignoradas durante el modo de calentamiento. Esto permite que el tiempo de la caldera para elevar la temperatura del agua por encima del valor de alarma lo que la operación pueda reanudar. A continuación se enlistan las alarmas del sistema:

- Error interno en PLC
- Transmisor de presión fuera de rango o falla en señal
- Transmisor de temperatura a salida de intercambiadores fuera de rango o falla en señal
- Temperatura de descarga de gas natural menor a temperatura mínima (-5°C 5 min, -15°C 20 sec)
- Temperatura de gas natural a salida de intercambiadores menor a temperatura mínima (15°C 5 min, 0°C 20 sec)
- Presión de salida superior a set point (170 Psi)
- Presión de entrada por encima de set point (3750 Psi)
- Transmisores no escalados
- Se pulsa el botón de paro de emergencia

Adicionalmente, el sistema PRS cuenta con advertencias que permiten evitar la ocurrencia de eventos fuera de la condición normal de operación. Las advertencias no realizan el paro total del equipo, aunque pueden detener el funcionamiento de secciones específicas. Las advertencias del sistema se generan por:

- Error matemático PLC
- Corriente eléctrica elevada en motor en bomba
- Bajo o ningún flujo de agua
- Baja temperatura de gas
- Alta temperatura de gas

Una capa adicional de protección que es primordial para la salvaguarda de las instalaciones y entorno, es la correcta capacitación del personal tanto en la operación normal del equipo como en el combate a emergencias. Es esencial que el personal siga los procedimientos contenidos en el manual de operación, que incluye:

- Pre-Inicio de operaciones
- Purga de tubería
- Operación normal
- Alarmas y PLC
- Combate de incendios
- Eliminación de fuego

Asimismo, es primordial que personal capacitado realice el mantenimiento de equipos de acuerdo al programa de mantenimiento disponible, en el cual se incluyen:

- Mangueras
- Indicadores de presión y temperatura
- Válvulas de seguridad
- Filtro coalescente
- Intercambiadores de calor
- Ventilación de cabecera
- Caudal bajo interruptor de corte
- Colador
- Bomba

IV.7.2.3.- Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS)

Como medidas adicionales de seguridad, el sistema PRS 2000 - 4,000 Psi cuenta con:

- Válvulas de seguridad y válvulas manuales de venteo en cada subsección del equipo
- Paro de emergencia manual

Todas las tuberías de presión que incluyen filtros, intercambiadores de calor, reguladores, etc., están protegidos de un exceso de presión mediante válvulas de seguridad, o principales reguladores duales. Todas las válvulas de alivio se ventilan a la atmósfera a través de una tubería de descarga común a lugar seguro. El tubo de descarga sirve como un colector para ventilar gas procedente de descarga de la válvula de alivio, así como para válvulas de drenaje manuales. Todas las tuberías y los tubos están fabricados de acuerdo a la normatividad aplicable y se unieron mediante conexiones roscadas y soldadas, o el uso de accesorios de compresión de tubo.

Todos los módulos de PRS tienen un sistema ESD (Emergency Shut Down). Este sistema se apaga de forma segura hacia abajo y aísla el PRS desde el suministro de gas. Interruptores Online / Offline se encuentran en el panel de HCM, y en el panel de control. Ambos interruptores deben estar en la posición en línea para el PRS funcione automáticamente.

IV.6.2.4.- Recomendaciones técnico-operativas

A continuación se presentan las recomendaciones derivadas del Hazop.

Tabla 75. Recomendaciones identificadas en el análisis Hazop

No.	Recomendación	Nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
1	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos	1 2 3 4 5 6	VI. Competencia, capacitación y entrenamiento.	1.1.1 2.1.2 2.10.1 3.8.1 4.7.1	Tanques contenedores operando a mayor presión (falla humana al sobrecargar contenedores), ocasionando Fuga de Gas Natural a través de sellos y conexiones	Representante legal del proyecto Gerente del proyecto	**D**
				1.1.2 3.5.1	Falla en cierre de válvulas de control de flujo (normalmente cerrada) por falta de mantenimiento, ocasionando Fuga de Gas Natural a través de sellos y conexiones		**D**
				1.4.1 2.1.1 3.4.1 4.10.1	Desajuste / falla de válvula de control de flujo, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva.		**C**
				2.1.3 2.10.2 2.10.4	Sobrecalentamiento de GNC en HEX-301/302, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio/atmósfera explosiva		**C**
				2.2.1	Falla eléctrica /Desajuste de la válvula de recepción de sistema PRS, ocasionando posible aumento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor por falla en respuesta de HCM. Un aumento excesivo de temperatura podría ocasionar sobrepresión y fuga de GN		D

No.	Recomendación	Nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
				2.5.2 3.2.4 3.5.2 4.2.1 4.5.1 5.2.1 5.5.1 5.10.2 6.1.2 6.5.1	Falla en conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras, ocasionando fuga de gas natural con riesgo de incendio y explosión		C D
				2.11.2	Menor flujo / temperatura de refrigerante proveniente de HCM por falla en medidores de temperatura en primera etapa de descompresión, ocasionando Disminución de temperatura en el sistema fuera de rangos de diseño. Posible daño a resistencia de material de intercambiadores de calor.		C
				3.1.1 3.2.1 3.10.2 3.11.2 3.11.3 4.8.3	Falla en válvula de control de primera etapa de descompresión, ocasionando Fuga de gas natural a través de sellos o conexiones por alta presión en reguladores.		C

No.	Recomendación	Nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
				3.1.4. 3.2.2 3.10.1 3.11.1 4.9.3 5.9.3	Falla en calibración / Set point incorrecto de válvulas en etapa de descompresión, ocasionando Fuga de gas natural por sobrepresión del sistema		C
				3.2.3 3.10.3	Falla de medidores de presión PI-301 a 303, ocasionando Posible operación por debajo de temperatura de diseño. Fuga de gas natural por falla en materiales.		D
				3.5.3	Válvulas manuales de venteo en etapa de descompresión abiertas por descuido operacional, ocasionando Fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva		C
				3.5.4	Falla en acoplamiento/equipo al inicio de operaciones, ocasionando fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva		C
				3.7.1 5.9.5	Presión en descarga de PRS mayor a presión de entrada, ocasionando liberación de material en tuberías a la atmósfera.		C
				3.10.4 3.11.4 5.9.2 5.10.3	Falla en medidores de temperatura en etapa de descompresión, ocasionando posible sobrepresión del sistema causando fuga de gas natural		C

No.	Recomendación	Nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
				4.1.1 4.9.1 5.4.2	Falla / desajuste en válvula de control de flujo hacia boiler, ocasionando sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol con posible sobrepresión del sistema PRM causando fuga de gas natural		D
				4.2.5 4.5.5 4.8.2 4.10.5	Válvula manual de venteo en línea abierta por descuido operacional, ocasionando Fuga de gas natural generando una atmósfera explosiva / inflamable.		C
				4.3.1 4.6.1 5.6.2	Válvula manual HV-309 cerrada por descuido operacional, ocasionando Falla en el calentamiento de refrigerante. Posible operación a temperaturas criogénicas ante falla de PLC		D
				4.10.3 5.10.4	Falla de boiler, ocasionando Fuga de gas natural que genera una atmósfera inflamable y/o explosiva		C
				5.1.1 5.9.1	Mayor suministro de gas natural a boiler por falla en válvulas de control de gas hacia boiler, ocasionando Sobrecalentamiento de GNC en sistema PRS por incremento en temperatura de refrigerante		C
				5.1.2	Bloqueo de tubería de circuito de refrigerante, ocasionando falla en el suministro de calor al sistema PRS. Operación bajo temperaturas criogénicas		C
				5.3.1 5.5.3 5.6.1	Falla de bomba ocasionando falla en el suministro de calor al sistema PRS. Operación bajo temperaturas criogénicas		C

No.	Recomendación	Nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
				5.8.1			
				5.4.1 5.5.2	Falla en válvula para la compensación de refrigerante en HCM, ocasionando Aumento de flujo en mezcla agua/glicol en circuito. Posible falla en calentamiento de refrigerante no alcanzando la temperatura de operación requerida		D
				6.1.1 6.7.1	Aumento de la temperatura del gas natural, debido a agentes externos, tales como un incendio, provocando alta presión, ocasionando Sobrecalentamiento de la tubería ocasionando una sobre presión que puede ocasionar ruptura y fuga de gas natural		D
				6.4.1	Falla del regulador REG-01, ocasionando aumento de flujo en tubería ocasionando sobre presión y posibilidad de fuga de gas natural en conexiones, bridas y sellos		D
				6.5.2	Falla en medidor de flujo / válvula de alimentación BV-220, ocasionando Falla en el suministro de gas natural a los equipos de la empresa AGRIZAR		D
2	Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo	1	XIV.2. Procedimiento para la calibración, verificación y mantenimiento de equipos	1.1.1	Tanques contenedores operando a mayor presión (falla humana al sobrecargar contenedores), ocasionando Fuga de Gas Natural a través de sellos y conexiones		D
				1.1.2	Falla en cierre de válvulas de control de flujo (normalmente cerrada) por falta de mantenimiento, ocasionando Fuga de Gas Natural a través de sellos y conexiones		D
3	Revisión de válvulas manuales en posición correcta	1 2	XIV.2. Procedimiento para la calibración, verificación y mantenimiento de equipos	1.2.1 1.5.1 2.5.1	Válvula manual para venteo abierta por descuido operacional, ocasionando Fuga de gas natural con riesgo de nube inflamable y posible incendio y/o explosión		C

No.	Recomendación	Nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
4	Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control: Mangueras, conexiones y válvulas	1	XIV.2. Procedimiento para la calibración, verificación y mantenimiento de equipos	1.2.2	Fuga a través de conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras, ocasionando Fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo		
5	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Anclado de tanque contenedor ocurrencia que incluya la de condiciones ambientales desfavorables, y actividades autorizadas en el área durante su descarga.	1	VI. Competencia, capacitación y entrenamiento.	1.3.3 2.3.1	Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo		C
6	Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: Mangueras, conexiones, alarmas y paro de emergencia	1	XIV.2. Procedimiento para la calibración, verificación y mantenimiento de equipos				
7	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: descarga de tanques contenedores	1 2	XIV.2. Procedimiento para la calibración, verificación y mantenimiento de equipos	1.2.4 2.3.1 2.5.3	Presión de tanque contenedor por debajo de rango operativo en descarga / falla en apertura de válvula de tanque contenedor		D
				2.6.1 2.6.2	Válvula de descarga en tanque contenedor cerrada/Falla en válvula de control de flujo, ocasionando Acumulación de gas natural en el sistema. Posible fuga de gas natural		C
				2.9.1	Demora en la descarga de tanque contenedor		D
8	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Instalación y operación de equipo.	1 2	VI. Competencia, capacitación y entrenamiento.	1.2.4	Presión de tanque contenedor por debajo de rango operativo en descarga / falla en apertura de válvula de tanque contenedor		D
				2.3.2	Falla en acoplamiento / equipo al inicio de operaciones, ocasionando fuga de gas natural al ambiente		C

No.	Recomendación	Nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
				2.5.4	Taponamiento de filtro coalescente por falta de mantenimiento, ocasionando posible incremento de presión.		D
9	Uso de material no tóxico e inflamable compatible con material del equipo en test.	1	XI. Procedimiento para la integridad mecánica y aseguramiento de calidad.	1.2.5	Falla en acoplamiento / equipo al inicio de operaciones, ocasionando fuga de material a la atmósfera		C
10	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Purga de tubería.	1 2	VI. Competencia, capacitación y entrenamiento.	1.2.6	Válvula manual (parcialmente) abierta en purga de tubería con nitrógeno		D
				2.3.3	Desajuste / falla de válvula de control de flujo a entrada de PRS por falta de mantenimiento, ocasionando		D
				2.4.2	Regulador de flujo en set point incorrecto durante purga de tuberías con nitrógeno		
11	Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control: Mangueras, conexiones y Válvulas.	1 2 3 4 5 6	XIV.2. Procedimiento para la calibración, verificación y mantenimiento de equipos	1.5.2 2.1.1 2.2.1 2.2.2 2.11.1 3.1.2 3.2.4 3.5.2 4.2.1 4.5.1 5.2.1	Falla en conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras, ocasionando fuga de gas natural con riesgo de incendio y explosión		D

No.	Recomendación	Nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
				5.5.1 5.10.2 6.2.1			
				2.10.2 2.10.3 2.10.4	Mayor flujo/temperatura de refrigerante proveniente del HCM, ocasionando sobrepresión del sistema e incremento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor HEX-301-302 causando posible fuga a través de sellos, bridas o conexiones		C
				2.11.2 3.10.4 3.11.4	Menor flujo / temperatura de refrigerante proveniente de HCM por falla en medidores de temperatura en primera etapa de descompresión, ocasionando disminución de temperatura en el sistema fuera de rangos de diseño. Posible daño a resistencia de material de intercambiadores de calor		C
				3.1.1	Falla en válvula de control de primera etapa de descompresión, ocasionando fuga de gas natural a través de sellos o conexiones por alta presión en reguladores		C
				3.1.3 3.2.3 3.10.3	Falla de medidores de presión en etapa de descompresión, ocasionando posible sobrepresión del sistema ocasionando fuga de gas natural		C
				3.1.4 3.2.2 3.4.2 3.10.1 3.11.1	Falla en calibración / Set point incorrecto de válvulas en etapa de descompresión, ocasionando fuga de gas natural por sobrepresión del sistema		C

No.	Recomendación	Nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
				4.2.1 4.4.2 4.9.3 5.9.3			
				3.2.1 3.10.2 4.2.3	Falla de válvulas en etapa de descompresión, ocasionando descarga de gas natural a presión inferior del set point ocasionando temperatura de operación por debajo de la intención de diseño. Fuga de gas natural por falla en materiales		C
				3.4.1	Desajuste/falla de válvula de control de flujo, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva		C
				3.5.1	Falla en válvula reguladora de flujo, ocasionando posible aumento de temperatura en gas natural. El sistema opera con menor flujo de GNC (<2,000 m^3/h).		D
				3.5.3 4.2.5 5.5.4	Válvulas manuales de venteo en etapa de descompresión abiertas por descuido operacional, ocasionando fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva		C
				3.5.4	Falla en acoplamiento/equipo al inicio de operaciones, ocasionando fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva		C
				3.7.1	Presión en descarga de PRS mayor a presión de entrada, ocasionando liberación de material en tuberías a la atmósfera		D

No.	Recomendación	Nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
				3.8.1 4.7.1	Descarga de tanque contenedor antes de que el sistema de calentamiento se encuentre listo para operar, ocasionando temperatura de operación por debajo de la intención de diseño. Fuga de material por daño en resistencia mecánica de materiales		C
				4.1.1 4.2.2 4.4.1 4.8.3	Falla / desajuste en válvula de control de flujo hacia boiler, ocasionando Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol con posible sobrepresión del sistema PRM causando fuga de gas natural. Efecto en ciclo de refrigerante		D
				4.2.3 4.5.3 4.9.2 4.10.2 5.9.2 5.10.3	Falla de medidores de temperatura en línea de suministro de gas, ocasionando baja temperatura de operación en sistema HCM y PRS		D
				4.2.4 4.5.4 4.10.3 5.10.4	Falla de boiler, ocasionando fuga de gas natural que genera una atmósfera inflamable y/o explosiva		C
				4.3.1 4.5.2 4.9.1	Mayor/Menor presión de gas natural a boiler por falla / desajuste en válvulas reguladoras de flujo, ocasionando sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol con posible sobrepresión del sistema PRM causando fuga de GN a través de válvulas de venteo		C

No.	Recomendación	Nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
				4.10.1			
				4.8.2 4.10.4	Válvula manual a entrada de línea de gas cerrada por descuido operacional, ocasionando refrigerante no es calentado de acuerdo a las especificaciones de diseño		D
				5.1.1 5.9.1 5.10.1	Mayor suministro de gas natural a boiler por falla en válvulas de control de gas hacia boiler, ocasionando sobrecalentamiento de GNC en sistema PRS por incremento en temperatura de refrigerante		C
				5.1.2	Bloqueo de tubería de circuito de refrigerante, ocasionando falla en el suministro de calor al sistema PRS. Operación bajo temperaturas criogénicas		C
				5.2.2 5.3.1 5.5.3 5.6.1 5.8.1	Falla de bomba, ocasionando falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas		D
				5.4.1	Falla en válvula para la compensación de refrigerante en HCM, ocasionando aumento de flujo en mezcla agua/glicol en circuito. Posible falla en calentamiento de refrigerante no alcanzando la temperatura de operación requerida		D
				5.4.2 5.5.2	Falla en medidor de flujo, ocasionando aumento de flujo en mezcla agua/glicol en circuito. Refrigerante no alcanza la temperatura de operación requerida		D

No.	Recomendación	Nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
12	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Anclado de tanque contenedor que incluya la ocurrencia de condiciones ambientales desfavorables, tales como sismos, hundimientos de tierra, etc.; actividades autorizadas en el área durante su descarga	1	XIV.2. Procedimiento para la calibración, verificación y mantenimiento de equipos	1.5.3	Ruptura de manguera o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor / golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo PRS 2000		C
13	Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: PLC, válvula solenoide y reguladora de flujo.	1 2	XIV.2. Procedimiento para la calibración, verificación y mantenimiento de equipos	1.5.5.	Falla en válvula reguladora de flujo, ocasionando posible incremento de temperatura en primera etapa de descompresión.		D
				2.5.5	Falla en acoplamiento/equipo al inicio de operaciones, ocasionando fuga de material a la atmósfera		D
14	Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: válvulas de venteo.	1 2	XIV.2. Procedimiento para la calibración, verificación y mantenimiento de equipos	1.6.2	Presión de descarga en tanque contenedor igual a presión en sistema PRS, ocasionando acumulación de gas natural en el sistema		C
				2.6.1 2.6.2	Válvula de descarga en tanque contenedor cerrada/Falla en válvula de control de flujo, ocasionando Acumulación de gas natural en el sistema. Posible fuga de gas natural		C
15	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: purga de sistema.	1	VI. Competencia, capacitación y entrenamiento.	1.7.1 2.7.1	Flujo de nitrógeno entrando por válvula manual venteo, ocasionando operación normal en purga de tubería		D
16	Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: Ventiladores, PLC y sistema de alarmas.	1	XIV.2. Procedimiento para la calibración, verificación y mantenimiento de equipos	1.8.1 2.8.1	Descarga de tanque contenedor antes de que el sistema de calentamiento se active ocasionado por falla en sistema de control, ocasionando CNG alcanza temperaturas criogénicas en el sistema.		D
17	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Descarga de tanque contenedor.	1	VI. Competencia, capacitación y entrenamiento.	1.10.1	Condiciones atmosféricas adversas que generan sobrecalentamiento de tanque contenedor, ocasionando sobrepresión en mangueras y conexiones de poste de		D

No.	Recomendación	Nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
	Operación bajo condiciones climáticas adversas.				descarga. Aumento de temperatura en primera etapa de descompresión		
18	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: descarga de tanque contenedor y operación de PRS.	1	VI. Competencia, capacitación y entrenamiento.	1.11.2	Tasa de descarga en PRS mayor a 2,000 m^3/h, ocasionando fuga de material por falla en integridad física de conexiones por operación a temperaturas criogénicas		C
19	Validar los procedimientos de pruebas no destructivas para equipos y tuberías para determinar la certeza sobre la integridad mecánica y protección catódica del mismo.	1	XI. Procedimiento para la integridad mecánica y aseguramiento de calidad.	1.13.2	Incremento de la humedad relativa en el medio ambiente, ocasionando incremento en la corrosión galvánica externa e interna ocasionando agrietamiento con fractura causando posible fuga de gas natural a la atmósfera.		C
20	Realizar un análisis de integridad a equipos y accesorios antes de iniciar operaciones mediante organismos certificados.						
21	Seguimiento estricto a los programas de la capacitación técnica a los empleados de nuevo ingresos mediante la certificación de capacidades y habilidades.	1	VI. Competencia, capacitación y entrenamiento.	1	Errores operativos en el cierre de válvulas al inicio y durante el proceso de descompresión, ocasionando daños a la operación por ineficiencias en el proceso de descompresión por Ineficiencia en descarga y demoras		C
22	Evaluar la efectividad de la barrera física perimetral existente para salvaguardar la integridad física de la instalación	1	XIV.1. Procedimientos de monitoreo de aspectos ambientales y riesgos	1.16.1	Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, ocasionando Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión		C
23	Evaluar la protección de las instalaciones por empresas de seguridad privada o pública						
24	Seguimiento estricto a los programas de mantenimiento en el desazolve del drenaje pluvial predio a la temperada de lluvias	1	XIV.2. Procedimiento para la calibración, verificación y mantenimiento de equipos	1.16.2.2	Inundación en el patio de descarga de los semirremolques de GNC y PSR, ocasionando Suspensión de suministro de gas natural a invernaderos de AGRIZAR.		C

No.	Recomendación	Nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
25	Ejecución oportuna del programa de mantenimiento preventivo filtro coalescente	2	XIV.2. Procedimiento para la calibración, verificación y mantenimiento de equipos	2.3.4	Obstrucción en filtro coalescente antes de válvula reductora de presión, ocasionando sobrepresión del sistema e incremento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor HEX-301-302 causando posible fuga a través de sellos, bridas o conexiones		C
26	Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento a intercambiadores de calor	2	XIV.2. Procedimiento para la calibración, verificación y mantenimiento de equipos	2.11.3	Pérdida de transferencia de calor por fouling en intercambiadores de calor, ocasionando temperatura fuera de intención de diseño causando fuga de gas natural		C
27	Instalación de ánodos de sacrificio y tierra física	2	XIV.2. Procedimiento para la calibración, verificación y mantenimiento de equipos	2.11.3	Pérdida de transferencia de calor por fouling en intercambiadores de calor, ocasionando temperatura fuera de intención de diseño causando fuga de gas natural		C
			XI. Procedimiento para la integridad mecánica y aseguramiento de calidad.	2.11.4	Falla en la integridad física de uno de los intercambiadores de calor HEX-301 a 302 por corrosión, ocasionando disminución de temperatura en el sistema que causa congelamiento y fractura del sistema con fuga de material a través de conexiones/sellos		C
28	Instalación de medidor de flujo en entrada y salida de PRS	3	XI. Procedimiento para la integridad mecánica y aseguramiento de calidad.	3.4.1	Desajuste/falla de válvula de control de flujo, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva		C
				3.5.1	Falla en válvula reguladora de flujo, ocasionando posible aumento de temperatura en gas natural. El sistema opera con menor flujo de GNC (<2,000 m^3/h).		D

Tabla 76. Programa para la implementación de las recomendaciones

No.	Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha o período para su implementación
		No.	Descripción			
1	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos	1.1.1 2.1.2 2.10.1 3.8.1 4.7.1	Tanques contenedores operando a mayor presión (falla humana al sobrecargar contenedores), ocasionando Fuga de Gas Natural a través de sellos y conexiones	Representante legal del proyecto Gerente del proyecto	D	Se realizará en la etapa preoperativa (2023)
		1.1.2 3.5.1	Falla en cierre de válvulas de control de flujo (normalmente cerrada) por falta de mantenimiento, ocasionando Fuga de Gas Natural a través de sellos y conexiones		D	
		1.4.1 2.1.1 3.4.1 4.10.1	Desajuste / falla de válvula de control de flujo, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva.		C	
		2.1.3 2.10.2 2.10.4	Sobrecalentamiento de GNC en HEX-301/302, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio/atmósfera explosiva		C	
		2.2.1	Falla eléctrica /Desajuste de la válvula de recepción de sistema PRS, ocasionando posible aumento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor por falla en respuesta de HCM. Un aumento excesivo de temperatura podría ocasionar sobrepresión y fuga de GN		D	

No.	Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha o período para su implementación
		No.	Descripción			
		2.5.2 3.2.4 3.5.2 4.2.1 4.5.1 5.2.1 5.5.1 5.10.2 6.1.2 6.5.1	Falla en conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras, ocasionando fuga de gas natural con riesgo de incendio y explosión		C D	
		2.11.2	Menor flujo / temperatura de refrigerante proveniente de HCM por falla en medidores de temperatura en primera etapa de descompresión, ocasionando Disminución de temperatura en el sistema fuera de rangos de diseño. Posible daño a resistencia de material de intercambiadores de calor.		C	
		3.1.1 3.2.1 3.10.2 3.11.2 3.11.3 4.8.3	Falla en válvula de control de primera etapa de descompresión, ocasionando Fuga de gas natural a través de sellos o conexiones por alta presión en reguladores.		C	

No.	Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha o período para su implementación
		No.	Descripción			
		3.1.4. 3.2.2 3.10.1 3.11.1 4.9.3 5.9.3	Falla en calibración / Set point incorrecto de válvulas en etapa de descompresión, ocasionando Fuga de gas natural por sobrepresión del sistema		**C**	
		3.2.3 3.10.3	Falla de medidores de presión PI-301 a 303, ocasionando Posible operación por debajo de temperatura de diseño. Fuga de gas natural por falla en materiales.		D	
		3.5.3	Válvulas manuales de venteo en etapa de descompresión abiertas por descuido operacional, ocasionando Fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva		**C**	
		3.5.4	Falla en acoplamiento/equipo al inicio de operaciones, ocasionando fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva		**C**	
		3.7.1 5.9.5	Presión en descarga de PRS mayor a presión de entrada, ocasionando liberación de material en tuberías a la atmósfera.		C	
		3.10.4 3.11.4 5.9.2 5.10.3	Falla en medidores de temperatura en etapa de descompresión, ocasionando posible sobrepresión del sistema causando fuga de gas natural		**C**	

No.	Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha o período para su implementación
		No.	Descripción			
		4.1.1 4.9.1 5.4.2	Falla / desajuste en válvula de control de flujo hacia boiler, ocasionando sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol con posible sobrepresión del sistema PRM causando fuga de gas natural		D	
		4.2.5 4.5.5 4.8.2 4.10.5	Válvula manual de venteo en línea abierta por descuido operacional, ocasionando Fuga de gas natural generando una atmósfera explosiva / inflamable.		C	
		4.3.1 4.6.1 5.6.2	Válvula manual HV-309 cerrada por descuido operacional, ocasionando Falla en el calentamiento de refrigerante. Posible operación a temperaturas criogénicas ante falla de PLC		D	
		4.10.3 5.10.4	Falla de boiler, ocasionando Fuga de gas natural que genera una atmósfera inflamable y/o explosiva		C	
		5.1.1 5.9.1	Mayor suministro de gas natural a boiler por falla en válvulas de control de gas hacia boiler, ocasionando Sobrecalentamiento de GNC en sistema PRS por incremento en temperatura de refrigerante		C	
		5.1.2	Bloqueo de tubería de circuito de refrigerante, ocasionando falla en el suministro de calor al sistema PRS. Operación bajo temperaturas criogénicas		C	
		5.3.1 5.5.3 5.6.1	Falla de bomba ocasionando falla en el suministro de calor al sistema PRS. Operación bajo temperaturas criogénicas		C	

No.	Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha o período para su implementación
		No.	Descripción			
		5.8.1				
		5.4.1 5.5.2	Falla en válvula para la compensación de refrigerante en HCM, ocasionando Aumento de flujo en mezcla agua/glicol en circuito. Posible falla en calentamiento de refrigerante no alcanzando la temperatura de operación requerida		D	
		6.1.1 6.7.1	Aumento de la temperatura del gas natural, debido a agentes externos, tales como un incendio, provocando alta presión, ocasionando Sobrecalentamiento de la tubería ocasionando una sobre presión que puede ocasionar ruptura y fuga de gas natural		D	
		6.4.1	Falla del regulador REG-01, ocasionando aumento de flujo en tubería ocasionando sobre presión y posibilidad de fuga de gas natural en conexiones, bridas y sellos		D	
		6.5.2	Falla en medidor de flujo / válvula de alimentación BV-220, ocasionando Falla en el suministro de gas natural a los equipos de la empresa AGRIZAR		D	
2	Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo	1.1.1	Tanques contenedores operando a mayor presión (falla humana al sobrecargar contenedores), ocasionando Fuga de Gas Natural a través de sellos y conexiones		D	Se realizará cada año, una vez iniciada la etapa de operación (2024)
		1.1.2	Falla en cierre de válvulas de control de flujo (normalmente cerrada) por falta de mantenimiento, ocasionando Fuga de Gas Natural a través de sellos y conexiones		D	
3	Revisión de válvulas manuales en posición correcta	1.2.1 1.5.1 2.5.1	Válvula manual para venteo abierta por descuido operacional, ocasionando Fuga de gas natural con riesgo de nube inflamable y posible incendio y/o explosión		C	Se realizará cada año, una vez iniciada la etapa de operación (2024)

No.	Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha o período para su implementación
		No.	Descripción			
4	Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control: Mangueras, conexiones y válvulas	1.2.2	Fuga a través de conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras, ocasionando Fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo		C	Se realizará cada año, una vez iniciada la etapa de operación (2024
5	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Anclado de tanque contenedor ocurrencia que incluya la de condiciones ambientales desfavorables, y actividades autorizadas en el área durante su descarga.	1.3.3 2.3.1	Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo		C	
6	Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: Mangueras, conexiones, alarmas y paro de emergencia					
7	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: descarga de tanques contenedores	1.2.4 2.3.1 2.5.3	Presión de tanque contenedor por debajo de rango operativo en descarga / falla en apertura de válvula de tanque contenedor		D	Se realizará en la etapa preoperativa (2024)
		2.6.1 2.6.2	Válvula de descarga en tanque contenedor cerrada/Falla en válvula de control de flujo, ocasionando Acumulación de gas natural en el sistema. Posible fuga de gas natural		C	
		2.9.1	Demora en la descarga de tanque contenedor		D	
8	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Instalación y operación de equipo.	1.2.4	Presión de tanque contenedor por debajo de rango operativo en descarga / falla en apertura de válvula de tanque contenedor		D	Se realizará en la etapa preoperativa (2024)
		2.3.2	Falla en acoplamiento / equipo al inicio de operaciones, ocasionando fuga de gas natural al ambiente		C	

No.	Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha o período para su implementación
		No.	Descripción			
		2.5.4	Taponamiento de filtro coalescente por falta de mantenimiento, ocasionando posible incremento de presión.		D	
9	Uso de material no tóxico e inflamable compatible con material del equipo en test.	1.2.5	Falla en acoplamiento / equipo al inicio de operaciones, ocasionando fuga de material a la atmósfera		C	
10	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Purga de tubería.	1.2.6	Válvula manual (parcialmente) abierta en purga de tubería con nitrógeno		D	Se realizará en la etapa preoperativa (2024)
		2.3.3	Desajuste / falla de válvula de control de flujo a entrada de PRS por falta de mantenimiento, ocasionando		D	
		2.4.2	Regulador de flujo en set point incorrecto durante purga de tuberías con nitrógeno			
11	Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control: Mangueras, conexiones y Válvulas.	1.5.2 2.1.1 2.2.1 2.2.2 2.11.1 3.1.2 3.2.4 3.5.2 4.2.1 4.5.1 5.2.1 5.5.1	Falla en conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras, ocasionando fuga de gas natural con riesgo de incendio y explosión		D	Se realizará cada año, una vez iniciada la etapa de operación (2024)

No.	Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha o período para su implementación
		No.	Descripción			
		5.10.2 6.2.1				
		2.10.2 2.10.3 2.10.4	Mayor flujo/temperatura de refrigerante proveniente del HCM, ocasionando sobrepresión del sistema e incremento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor HEX-301-302 causando posible fuga a través de sellos, bridas o conexiones		C	
		2.11.2 3.10.4 3.11.4	Menor flujo / temperatura de refrigerante proveniente de HCM por falla en medidores de temperatura en primera etapa de descompresión, ocasionando disminución de temperatura en el sistema fuera de rangos de diseño. Posible daño a resistencia de material de intercambiadores de calor		C	
		3.1.1	Falla en válvula de control de primera etapa de descompresión, ocasionando fuga de gas natural a través de sellos o conexiones por alta presión en reguladores		C	
		3.1.3 3.2.3 3.10.3	Falla de medidores de presión en etapa de descompresión, ocasionando posible sobrepresión del sistema ocasionando fuga de gas natural		C	
		3.1.4 3.2.2 3.4.2 3.10.1 3.11.1 4.2.1	Falla en calibración / Set point incorrecto de válvulas en etapa de descompresión, ocasionando fuga de gas natural por sobrepresión del sistema		C	

No.	Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha o período para su implementación
		No.	Descripción			
		4.4.2 4.9.3 5.9.3				
		3.2.1 3.10.2 4.2.3	Falla de válvulas en etapa de descompresión, ocasionando descarga de gas natural a presión inferior del set point ocasionando temperatura de operación por debajo de la intención de diseño. Fuga de gas natural por falla en materiales		C	
		3.4.1	Desajuste/falla de válvula de control de flujo, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva		C	
		3.5.1	Falla en válvula reguladora de flujo, ocasionando posible aumento de temperatura en gas natural. El sistema opera con menor flujo de GNC (<2,000 m^3/h).		D	
		3.5.3 4.2.5 5.5.4	Válvulas manuales de venteo en etapa de descompresión abiertas por descuido operacional, ocasionando fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva		C	
		3.5.4	Falla en acoplamiento/equipo al inicio de operaciones, ocasionando fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva		C	
		3.7.1	Presión en descarga de PRS mayor a presión de entrada, ocasionando liberación de material en tuberías a la atmósfera		D	
		3.8.1	Descarga de tanque contenedor antes de que el sistema de calentamiento se encuentre listo para operar,		C	

No.	Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha o período para su implementación
		No.	Descripción			
		4.7.1	ocasionando temperatura de operación por debajo de la intención de diseño. Fuga de material por daño en resistencia mecánica de materiales			
		4.1.1 4.2.2 4.4.1 4.8.3	Falla / desajuste en válvula de control de flujo hacia boiler, ocasionando Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol con posible sobrepresión del sistema PRM causando fuga de gas natural. Efecto en ciclo de refrigerante		D	
		4.2.3 4.5.3 4.9.2 4.10.2 5.9.2 5.10.3	Falla de medidores de temperatura en línea de suministro de gas, ocasionando baja temperatura de operación en sistema HCM y PRS		D	
		4.2.4 4.5.4 4.10.3 5.10.4	Falla de boiler, ocasionando fuga de gas natural que genera una atmósfera inflamable y/o explosiva		C	
		4.3.1 4.5.2 4.9.1 4.10.1	Mayor/Menor presión de gas natural a boiler por falla / desajuste en válvulas reguladoras de flujo, ocasionando sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol con posible sobrepresión del sistema PRM causando fuga de GN a través de válvulas de venteo		C	

No.	Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha o período para su implementación
		No.	Descripción			
		4.8.2 4.10.4	Válvula manual a entrada de línea de gas cerrada por descuido operacional, ocasionando refrigerante no es calentado de acuerdo a las especificaciones de diseño		D	
		5.1.1 5.9.1 5.10.1	Mayor suministro de gas natural a boiler por falla en válvulas de control de gas hacia boiler, ocasionando sobrecalentamiento de GNC en sistema PRS por incremento en temperatura de refrigerante		C	
		5.1.2	Bloqueo de tubería de circuito de refrigerante, ocasionando falla en el suministro de calor al sistema PRS. Operación bajo temperaturas criogénicas		C	
		5.2.2 5.3.1 5.5.3 5.6.1 5.8.1	Falla de bomba, ocasionando falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas		D	
		5.4.1	Falla en válvula para la compensación de refrigerante en HCM, ocasionando aumento de flujo en mezcla agua/glicol en circuito. Posible falla en calentamiento de refrigerante no alcanzando la temperatura de operación requerida		D	
		5.4.2 5.5.2	Falla en medidor de flujo, ocasionando aumento de flujo en mezcla agua/glicol en circuito. Refrigerante no alcanza la temperatura de operación requerida		D	
12	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Anclado de tanque contenedor que incluya la ocurrencia de condiciones	1.5.3	Ruptura de manguera o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor / golpe extremo, ocasionando fuga de		C	Se realizará en la etapa preoperativa (2024)

No.	Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha o período para su implementación
		No.	Descripción			
	ambientales desfavorables, tales como sismos, hundimientos de tierra, etc.; actividades autorizadas en el área durante su descarga		gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo PRS 2000			
13	Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: PLC, válvula solenoide y reguladora de flujo.	1.5.5.	Falla en válvula reguladora de flujo, ocasionando posible incremento de temperatura en primera etapa de descompresión.		D	Se realizará cada año, una vez iniciada la etapa de operación (2024)
		2.5.5	Falla en acoplamiento/equipo al inicio de operaciones, ocasionando fuga de material a la atmósfera		D	
14	Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: válvulas de venteo.	1.6.2	Presión de descarga en tanque contenedor igual a presión en sistema PRS, ocasionando acumulación de gas natural en el sistema		C	Se realizará cada año, una vez iniciada la etapa de operación (2024)
		2.6.1 2.6.2	Válvula de descarga en tanque contenedor cerrada/Falla en válvula de control de flujo, ocasionando Acumulación de gas natural en el sistema. Posible fuga de gas natural		C	
15	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: purga de sistema.	1.7.1 2.7.1	Flujo de nitrógeno entrando por válvula manual venteo, ocasionando operación normal en purga de tubería		D	Se realizará en la etapa preoperativa (2024)
16	Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: Ventiladores, PLC y sistema de alarmas.	1.8.1 2.8.1	Descarga de tanque contenedor antes de que el sistema de calentamiento se active ocasionado por falla en sistema de control, ocasionando CNG alcanza temperaturas criogénicas en el sistema.		D	Se realizará en la etapa preoperativa (2024)
17	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Descarga de tanque contenedor. Operación bajo condiciones climáticas adversas.	1.10.1	Condiciones atmosféricas adversas que generan sobrecalentamiento de tanque contenedor, ocasionando sobrepresión en mangueras y conexiones de poste de descarga. Aumento de temperatura en primera etapa de descompresión		D	Se realizará en la etapa preoperativa (2023)

No.	Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha o período para su implementación
		No.	Descripción			
18	Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: descarga de tanque contenedor y operación de PRS.	1.11.2	Tasa de descarga en PRS mayor a 2,000 m^3/h, ocasionando fuga de material por falla en integridad física de conexiones por operación a temperaturas criogénicas		C	Se realizará en la etapa preoperativa (2023)
19	Validar los procedimientos de pruebas no destructivas para equipos y tuberías para determinar la certeza sobre la integridad mecánica y protección catódica del mismo.	1.13.2	Incremento de la humedad relativa en el medio ambiente, ocasionando incremento en la corrosión galvánica externa e interna ocasionando agrietamiento con fractura causando posible fuga de gas natural a la atmósfera.		C	Se realizará en la etapa de pruepas pre-operativas (2023)
20	Realizar un análisis de integridad a equipos y accesorios antes de iniciar operaciones mediante organismos certificados.					
21	Seguimiento estricto a los programas de la capacitación técnica a los empleados de nuevo ingresos mediante la certificación de capacidades y habilidades.	1	Errores operativos en el cierre de válvulas al inicio y durante el proceso de descompresión, ocasionando daños a la operación por ineficiencias en el proceso de descompresión por Ineficiencia en descarga y demoras		C	Se realizará en la etapa preoperativa (2023)
22	Evaluar la efectividad de la barrera física perimetral existente para salvaguardar la integridad física de la instalación	1.16.1	Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, ocasionando Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión		C	Se realizará en la etapa de construcción (2023)
23	Evaluar la protección de las instalaciones por empresas de seguridad privada o pública					
24	Seguimiento estricto a los programas de mantenimiento en el desazolve del drenaje pluvial predio a la temperada de lluvias	1.16.2.2	Inundación en el patio de descarga de los semirremolques de GNC y PSR, ocasionando Suspensión de suministro de gas natural a invernaderos de AGRIZAR.		C	Se realizará cada año, una vez iniciada la etapa de operación (2024)
25	Ejecución oportuna del programa de mantenimiento preventivo filtro coalescente	2.3.4	Obstrucción en filtro coalescente antes de válvula reductora de presión, ocasionando sobrepresión del sistema e incremento de temperatura a la salida de		C	Se realizará cada año, una vez iniciada la etapa de operación (2024)

No.	Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha o período para su implementación
		No.	Descripción			
			intercambiadores de calor HEX-301-302 causando posible fuga a través de sellos, bridas o conexiones			
26	Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento a intercambiadores de calor	2.11.3	Pérdida de transferencia de calor por fouling en intercambiadores de calor, ocasionando temperatura fuera de intención de diseño causando fuga de gas natural		C	Se realizará cada año, una vez iniciada la etapa de operación (2024)
27	Instalación de ánodos de sacrificio y tierra física	2.11.3	Pérdida de transferencia de calor por fouling en intercambiadores de calor, ocasionando temperatura fuera de intención de diseño causando fuga de gas natural		C	Se realizará en la etapa de construcción (2023)
		2.11.4	Falla en la integridad física de uno de los intercambiadores de calor HEX-301 a 302 por corrosión, ocasionando disminución de temperatura en el sistema que causa congelamiento y fractura del sistema con fuga de material a través de conexiones/sellos		C	
28	Instalación de medidor de flujo en entrada y salida de PRS	3.4.1	Desajuste/falla de válvula de control de flujo, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva		C	Se realizará en la etapa de construcción (2023)
		3.5.1	Falla en válvula reguladora de flujo, ocasionando posible aumento de temperatura en gas natural. El sistema opera con menor flujo de GNC (<2,000 m^3/h).		D	

IV.8.- CONCLUSIONES

- El resultado del riesgo identificados en el análisis cuantitativo ninguno resulta en la zona de riesgo no tolerable Tipo A y en la zona de riesgo indeseable (Tipo B), 75 resultan en la zona de riesgo aceptable con controles (ALARP) (Tipo C) y 83 resultan en la Zona de riesgo tolerable (Tipo D).
- Los 6 nodos analizados en el análisis de riesgo que le corresponden al **Proyecto,** de los resultados obtenidos los escenarios de máximos peligros y riesgo con potencial riesgo de incendio o explosión, de los cuales todos se encuentra en la zona de riesgo aceptable con controles (ALARP) (Tipo C), los cuales son:

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Tipo	Referencia de origen
1	AGRIZAR_VPM_1	Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo.	12	**C (ALARP)**	Caso Más probable	Presión: Nodo 1 desviación 1.2 Flujo: Nodo 1 desviación 1.5
2	AGRIZAR _VPM_2	Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	12	**C (ALARP)**	Caso alterno	Sin seguridad y vigilancia: Nodo 1 desviación 1.16
3	AGRIZAR _VPM_3	Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	12	**C (ALARP)**	Caso Más probable	Presión: Nodo 6, desviación 6.2
4	AGRIZAR _VPM_4	Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga	12	**C (ALARP)**	Caso Más probable	Presión: Nodo 6, desviación 6.2

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Tipo	Referencia de origen
		de material y posible incendio / atmósfera explosiva				

- De acuerdo con el análisis de frecuencias, sus probabilidades de fallo en los equipos y elementos analizados, cuyos resultados se muestran a continuación:
    - **AGRIZAR_VPM_1**: Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo. Tiene una tasa de falla (fÉ) de 0.000609, es decir un 0.0609% de probabilidad de ocurrencia, lo cual también se puede interpreta que de cada 10,000 situaciones en que se presenta el evento, la fuga dará en 6 ocasiones, **categorizado como extremadamente raro.**
    - **AGRIZAR_VPM_2:** Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión. Tiene una tasa de falla (fÉ) de 0.000774, es decir un 0.0774% de probabilidad de ocurrencia, lo cual también se puede interpreta que de cada 10,000 situaciones en que se presenta el evento, la fuga dará en 7 ocasiones, **categorizado como extremadamente raro.**
    - **AGRIZAR_VPM_3:** Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión. Tiene una tasa de falla (fÉ) de 0.00000523, es decir un 0.000523% de probabilidad de ocurrencia, lo cual también se puede interpreta que de cada 100,000 situaciones en que se presenta el evento, la fuga dará en 7 ocasiones, **categorizado como extremadamente raro.**
    - **AGRIZAR_VPM_4:** Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva. Tiene una tasa de falla (fÉ) de 0.000176, es decir un 0.0176% de probabilidad de ocurrencia, lo cual también se puede interpreta que de cada 10,000 situaciones en que se presenta el evento, la fuga dará en 1 ocasión, **categorizado como extremadamente raro.**

- De las modelaciones realizadas para las hipótesis planteados se tienen los siguientes eventos:
    - **Dardo de fuego (Jet fire):** El evento de Jet Fire se puede definir como una llama estacionaria de difusión de gran longitud y poca anchura, como la producida por un soplete de oxi-acetileno. Generalmente este evento ocurre cuando un material inflamable ha sido liberado a alta presión y se incendia a una distancia del punto de la descarga. La nube formada produce el incendio (Jet Fire) en cualquier momento, siempre y cuando esté por encima de su límite inferior de inflamabilidad y por debajo del superior, esta zona de la nube es la que se considera para determinar los efectos de radiación térmica.
    - **Explosión de nube de gas no confinada (UVCE) y confinada (VCE):** La explosión de nube de vapor no confinada se presenta cuando la sustancia ha sido dispersada y se incendia a una distancia del lugar de descarga. La magnitud de la explosión depende del tamaño de la nube y de las propiedades químicas de la sustancia. Las explosiones confinadas pueden dar lugar a deflagraciones y los efectos adversos que pueden provocar son: ondas de presión, formación de proyectiles y radiación térmica.
    - **Nube explosiva Flamazo (Flash Fire):** Para éste caso consideramos la dispersión de una nube de gas a baja presión en la que los efectos por presión son despreciables, quedando solamente por considerar los correspondientes a la radiación térmica. La zona de alcance (por lo general la región del espacio correspondiente al límite inferior de inflamabilidad), limitándose la consideración de los efectos térmicos al interior de dicha zona.
- La selección de escenarios para la evaluación de consecuencias proviene de las mismas hipótesis generadas para el desarrollo de la metodología de árbol de fallas, de tal manera que se tengan las consecuencias y la probabilidad de cada hipótesis seleccionada, de las hipotésis planteadas la modelación se realizará para cada tipo de sustancia de los petrolíferos manejados (gas natural) en cada uno de los escenarios obtenidos, tal y como se muestran.

No.	Clave del escenario	Descripción del evento	No. Nodo	Escenario	Presión (kg/cm^2)	Distancia del ducto (m)/ diámetro (metros)	Flujo (m^3/hr) / Volumen (m^3)	Temperatura (ºC)	Tipo
1	AGRIZAR _VPM_1	Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo.	1	Presión 1.2 y Flujo 1.5	253.10	2 (0.0508 Ø)	2000 m^3/hr	Ambiente	Caso Más probable
2	AGRIZAR _VPM_2	Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	1	Sin seguridad y vigilancia 1.16	253.10	2 (0.0381 Ø)	2,000 m^3	Ambiente	Caso Alterno
3	AGRIZAR _VPM_3	Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	6	Presión 6.2	4.14	7 (0.0508 Ø) 7 (0.0254 Ø)	2000 m^3/hr 1,050 m^3/hr	Ambiente	Caso Más probable
4	AGRIZAR _VPM_4	Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva	3	Flujo 3.4	12.30	1 (0.0508 Ø)	2000 m^3/hr	Ambiente	Peor Caso (Catastrófico)

Los radios de afectación obtenidos para estas hipótesis de las fugas de gas natural con posible connotación de incendio o explosión se muestran a continuación.

Descripción	Tipo de caso	Jet Fire			Flash Fire			Explosión		
		ZDE (12.5 kW/m^2)	ZAR (5 kW/m^2)	ZA(1.4 kW/m^2)	ZDE (40,000 ppm)	ZAR (30,000 ppm)	ZA(5,000 ppm)	ZDE (10 psi)	ZAR (1 psi)	ZA (0.5 psi)
AGRIZAR _VPM 1: Ruptura de mangueras o tuberías de 2" Ø con un flujo de 2000 m^3/hr y una presión de 253.10 kg/cm^2, por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión y daño material de equipo.	**Caso Más Probable**	77.10	166.95	307.14	18.40	45.01	164.55	62.07	289.142	491.50
AGRIZAR _VPM 2: Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan daño a los semirremolques de GNC conteniendo un volumen de 2,000 m^3 a una presión de 253.10 kg/cm^2 que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	**Caso Alterno**	58.14	125.93	231.69	13.59	71.20	102.54	51.24	238.69	405.73
AGRIZAR _VPM 3_1: Ruptura parcial o total de la tubería de 1" Ø de suministro de GN a baja presión de 4.14 kg/cm^2 con un flujo de 613.7 m^3/hr, por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	**Peor caso** (Fuga al 100%)	61.72	86.03	158.24	17.67	26.16	35.85	39.10	182.14	309.62
	Caso Más Probable (Fuga al 20%)	8.51	18.42	33.88	2.79	5.88	10.36	13.37	62.29	105.88
AGRIZAR _VPM 4: Desajuste/falla de válvula de control de flujo de 2" Ø con un flujo de 2000 m^3/hr y una presión de 12.30 kg/cm^2, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva	**Peor caso**	77.10	166.95	307.14	18.40	45.01	164.55	62.07	289.14	491.50

- Las interacciones de riesgos presentes en los radios de afectación se señalan a continuación.
    - Radiación Térmica umbrales establecidos (**ZA:**1.4 KW/m^2, **ZAR**: 5 KW/m^2, **ZDE:** 12.5 KW/m^2)
    - **Personal**
        - Trabajadores del proyecto de descompresión de GNC, personas que se encuentren laborando dentro de la planta AGRIZAR, y por último las personas en tránsito o en actividades dentro del área, como contratistas o prestadores de servicio.
        - **ZAR:** Molestias exposición aguda al personal de trabajo de la estación de descompresión de GNC y personas que se encuentren en el radio de afectación, con los siguientes efectos adversos en 40 segundos, causando quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego.
        - **ZA:** Molestias exposición crónica al personal de trabajo de la estación de descompresión de GNC y personas que se encuentren en el radio de afectación en los 15 segundos presentando severo dolor de cabeza por inhalación. Máximo soportable
        - **ZDE:** En este radio de afectación se tiene 1% de mortalidad del personal presente en 1 minuto y lesiones significativas en 10 segundos.
    - **Población**
        - Población cercana a los radios de afectación, aún y cuando es un área rural con bajo o nulo nivel de población, donde existen receptores, tales como la gente que trabaje en las instalaciones de AGRIZAR, debido a que el poblado cercano hasta a una distancia.
        - **ZA:** Molestias exposición aguda a las personas que se encuentren en el radio de afectación en 40 segundos, causando quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego. Asimismo, por el efecto de sobrepresión existen daños a las estructuras de sus casas.

- **ZAR:** Molestias exposición crónica a las personas que se encuentren en el radio de afectación en los 15 segundos presentando severo dolor. Aquí existen efectos negativos por sobre presión.
- **ZDE:** En este radio de afectación se tiene 1% de mortalidad del personal presente en 1 minuto y lesiones significativas en 10 segundos.

- **Impacto ambiental**
  - **ZAR:** En esta área la afectación al medio ambiente está definido por la emisión de GN a la atmósfera que pueden dispersarse originando una nube de gas asfixiante, afectando a la vida silvestre principalmente a las aves y mamíferos terrestres principalmente.

    Por otro lado, se emitirán gases de combustión a la atmósfera por el combustible que se encuentre contenido en el incendio que se pudiera originar.
  - **ZA Y ZDE:** Aún y cuando existe vegetación escasa y dispersa, existen daños parciales a la vegetación típica de agricultura de temporal anual presente en el área, por efecto de radiación térmica mediante la posibilidad de un conato de incendio por la posible larga exposición. Cabe mencionar que no se identificaron especies de flora listadas en algún estatus de protección de la NOM-059-SEMARNAT-2010.
- **Instalación / Equipos**
  - **ZAR:** Daños a la infraestructura de la estación de descompresión de GNC, dentro de los equipos y dispositivos en primera instancia por la exposición a la radiación térmica por el incendio que se pudiera presentar.
  - **ZA:** Para esta área, no se prevén daños a la infraestructura presente, al menos por la radiación térmica ocasionada por un incendio.
  - **ZDE:** En este radio de afectación las estructuras de acero delgado pueden perder su integridad mecánica, lo que ocasionaría incendio en madera, por la larga exposición sin llama.
- Sobrepresión (explosión) umbrales establecidos (**ZA:**0.5 psi, **ZAR**: 1 psi, **ZDE:** 10 psi)

- **Personal**
  - **ZDE:** En un epicentro de la explosión (zona de muerte), la mayoría de las personas han muerto o están heridas de muerte.
  - **ZAR:** En el perímetro secundario (zona de crítica de víctimas), hay más supervivientes, pero muchos de ellos probablemente tienen heridas múltiples.
  - **ZA:** En la periferia de la explosión (zona en la que hay heridos, pero pueden caminar por sí solos), la mayoría de las víctimas tienen heridas que no son potencialmente mortales y trauma psicológico.
- **Población**
  - **ZDE:** En un epicentro de la explosión (zona de muerte), la mayoría de las personas han muerto o están heridas de muerte.
  - **ZAR:** En el perímetro secundario (zona de crítica de víctimas), hay más supervivientes, pero muchos de ellos probablemente tienen heridas múltiples.
  - **ZA:** En la periferia de la explosión (zona en la que hay heridos, pero pueden caminar por sí solos), la mayoría de las víctimas tienen heridas que no son potencialmente mortales y trauma psicológico
- **Impacto Ambiental**
  - **ZDE Y ZAR:** Potencialmente existirá daños a la fauna presente, debido a la onda de sobrepresión que se derive del evento, causando mortandad en algunas especies de aves, mamíferos terrestres y reptiles

    Cabe mencionar que no se identificaron especies de fauna listadas en algún estatus de protección de la NOM-059-SEMARNAT-2010.
  - **ZA:** En esta área de afectación ocasionaría lesiones algunas especies presentes, donde las de mayor abundancia son las aves y algunos mamíferos y algunos reptiles.
- **Instalación / Equipos**

- **ZAR:** En cuanto a las infraestructuras de los invernaderos o estructuras cercanas en el radio habría colapsos de techos, instrumentaciones dañadas y grietas en ladrillos.
- **ZA:** Los daños ocasionados en la infraestructura sería vidrios y sensores rotos y colapsos de rejillas.
- **ZDE:** En este radio de afectación, los daños estimados en cuanto a la infraestructura es daño a los equipos del equipo PSR y a los cilindros contenedores de GNC de los semirremolques.

Así como daños de colapso a las infraestructuras de los invernaderos de AGRIZAR con fisuras en los ladrillos de las paredes.

- Para administrar y reducir los riesgos lo más bajo posible se cuentan con accesorios, dispositivos y sistemas instrumentados, agrupados en cuatro capas de protección, tales como:
  - La primera capa corresponde al diseño del sistema PRS 2000 - 4,000 Psi. El diseño del sistema y selección de materiales cumple con la normatividad mexicana aplicable:
    - NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural
    - NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones para el aprovechamiento de gas natural
    - NOM-003-SECRE-2011, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos
    - NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural
    - NOM-011-SECRE-2000, Gas Natural para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares.
    - NOM-002-STPS-2010, Condiciones de seguridad-prevención, protección y combate de incendios 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.

- NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-Funcionamiento-Condiciones de seguridad
- NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (Utilización)
- NOM-022-SCFI-2008, Electricidad estática en los centros de trabajo-condiciones de seguridad
- NOM-008-SCFI-1993, Sistema general de unidades y medidas.

- La segunda capa corresponde a los dispositivos de seguridad del módulo de PRS reduce de forma segura la presión del gas mediante la adición de la cantidad apropiada de calor para contrarrestar la reducción de la temperatura debido a la despresurización. La línea de entrada a la PRM está conectada a un almacenamiento fijo o móvil, o a una tubería. El gas que fluye hacia el PRM pasa a través de un mecanismo de seguridad, válvula de entrada normalmente cerrada.
  - La válvula aísla el PRM del suministro de gas cuando el PRM se apaga, o si se inicia una secuencia de apagado de emergencia. Las partículas pequeñas se eliminan del gas de suministro por un filtro de entrada, situado antes del intercambiador de calor. El gas fluye a través de un intercambiador de calor de tubo y coraza. Los tubos de gas se mantienen calentados por una corriente de fluido caliente (agua / glicol) que se bombea a través de la coraza por el HCM, ya que el gas entra en la primera etapa de regulación de presión (despresurización). Otras etapas de regulación se emplean para alcanzar la presión de salida final.
  - Los manómetros se proporcionan en todo el sistema para el monitoreo de presiones de gas, y para el establecimiento de los reguladores. El suministro de gas de la caldera se toma de la línea principal después del intercambiador de calor. El gas regulado a 1.4 bar (20 Psi) a través de un regulador independiente, o puede ser tomada de un punto de la estación de regulación final aguas abajo, antes del medidor.
  - Todas las tuberías de presión que incluyen filtros, intercambiadores de calor, reguladores, etc., están protegidos de un exceso de presión mediante válvulas de seguridad, o principales reguladores duales. Todas las válvulas

de alivio se ventilan a la atmósfera a través de una tubería de descarga común a lugar seguro.

- El tubo de descarga sirve como un colector para ventilar gas procedente de descarga de la válvula de alivio, así como para válvulas de drenaje manuales. Todas las tuberías y los tubos están fabricados de acuerdo a la normatividad aplicable y se unieron mediante conexiones roscadas y soldadas, o el uso de accesorios de compresión de tubo.

- La tercera capa corresponde a alarmas y procedimientos, cuando cualquiera de los sensores del sistema PRS presenta una condición de fallo, el PRS se apaga. Un indicador de alarma rojo se enciende en el panel de control y en el patín PRS. Después de que el PLC registra una alarma, el PRS no puede funcionar hasta que la condición de fallo se ha corregido, y el panel de control del PRS se ha restablecido. Incluso si la condición de alarma se desconecta sola, el indicador permanece iluminado hasta que el panel de control se pone a cero de forma manual. Las alarmas de baja temperatura de gas son ignoradas durante el modo de calentamiento. Esto permite que el tiempo de la caldera para elevar la temperatura del agua por encima del valor de alarma lo que la operación pueda reanudar. A continuación se enlistan las alarmas del sistema:

  - Error interno en PLC
  - Transmisor de presión fuera de rango o falla en señal
  - Transmisor de temperatura a salida de intercambiadores fuera de rango o falla en señal
  - Temperatura de descarga de gas natural menor a temperatura mínima (-5°C 5 min, -15°C 20 sec)
  - Temperatura de gas natural a salida de intercambiadores menor a temperatura mínima (15°C 5 min, 0°C 20 sec)
  - Presión de salida superior a set point (170 Psi)
  - Presión de entrada por encima de set point (3750 Psi)
  - Transmisores no escalados
  - Se pulsa el botón de paro de emergencia

- Adicionalmente, el sistema PRS cuenta con advertencias que permiten evitar la ocurrencia de eventos fuera de la condición normal de operación. Las advertencias no realizan el paro total del equipo, aunque pueden detener el funcionamiento de secciones específicas. Las advertencias del sistema se generan por:
  - Error matemático PLC
  - Corriente eléctrica elevada en motor en bomba
  - Bajo o ningún flujo de agua
  - Baja temperatura de gas
  - Alta temperatura de gas
- Una capa adicional de protección que es primordial para la salvaguarda de las instalaciones y entorno, es la correcta capacitación del personal tanto en la operación normal del equipo como en el combate a emergencias. Es esencial que el personal siga los procedimientos contenidos en el manual de operación, que incluye:
  - Pre-Inicio de operaciones
  - Purga de tubería
  - Operación normal
  - Alarmas y PLC
  - Combate de incendios
  - Eliminación de fuego
- Asimismo, es primordial que personal capacitado realice el mantenimiento de equipos de acuerdo al programa de mantenimiento disponible, en el cual se incluyen:
  - Mangueras
  - Indicadores de presión y temperatura
  - Válvulas de seguridad
  - Filtro coalescente
  - Intercambiadores de calor
  - Ventilación de cabecera

- Caudal bajo interruptor de corte
- Colador
- Bomba

- La cuarta capa de protección corresponde al Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS), como medidas adicionales de seguridad, el sistema PRS 2000 - 4,000 Psi cuenta con:
  - Válvulas de seguridad y válvulas manuales de venteo en cada subsección del equipo
  - Paro de emergencia manual
- Todas las tuberías de presión que incluyen filtros, intercambiadores de calor, reguladores, etc., están protegidos de un exceso de presión mediante válvulas de seguridad, o principales reguladores duales. Todas las válvulas de alivio se ventilan a la atmósfera a través de una tubería de descarga común a lugar seguro. El tubo de descarga sirve como un colector para ventilar gas procedente de descarga de la válvula de alivio, así como para válvulas de drenaje manuales. Todas las tuberías y los tubos están fabricados de acuerdo a la normatividad aplicable y se unieron mediante conexiones roscadas y soldadas, o el uso de accesorios de compresión de tubo.
- Todos los módulos de PRS tienen un sistema ESD (Emergency Shut Down). Este sistema se apaga de forma segura hacia abajo y aísla el PRS desde el suministro de gas. Interruptores Online / Offline se encuentran en el panel de HCM, y en el panel de control. Ambos interruptores deben estar en la posición en línea para el PRS funcione automáticamente.

IV.8.- RESUMEN EJECUTIVO

El **Proyecto** se ubicará Rancho San Antonio (El Queretano), municipio de San Luis de la Paz, estado de Guanajuato, en las coordenadas 21° 10' 15.32'' N, 100° 36' 40.99'' O.

El acceso al **Proyecto** es por la Carretera Federal 57 hacia dirección oeste-este de la comunidad el Charco posteriormente tomando hacia el norte hasta llegar a Rancho San Antonio.

Coordenadas UTM WGS 84 14Q del predio

Vértice	UTM zona 14	
	X	Y
1	COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP	
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		

El proyecto **"ESTACIÓN DE DESCOMPRESIÓN DE GAS NATURAL COMPRIMIDO DE VIRTUAL PIPELINES DE MÉXICO EN INVERNADEROS AGRIZAR",** consiste en:

- Postes de descarga
- Sistema de Tuberías de Gas Natural en Alta Presión.
- Equipo de Descompresión
- Sistema de Tuberías de Gas Natural en Baja Presión.
- Módulo de Control de Calentamiento (HCM).
- Sistema de Distribución Eléctrica (Fuerza y Control)
- Sistema de Tierras.
- Sistema de Pararrayos.
- Sistema de Seguridad y Señalética.

Dentro de la superficie del polígono asignado al **proyecto NO** se requiere el Cambio de Uso de Suelo en Terrenos Forestales, ya que el tipo de suelo es Agrícola-Pecuaria con un grupo de vegetación considerado Agricultura de riego, sin presencia de vegetación secundaria.

El proceso del proyecto inicia con el vaciado de los contenedores, el cual se realiza a través de las posiciones de descarga integradas en la plataforma móvil. El gas es enviado a alta presión (aproximadamente 253 kg/cm^2 / 3600 Psi), con un flujo máximo de 500 Sm^3/hr a la sección de despresurización. En el Módulo de Reducción de Presión (PRM) a través de válvulas reguladoras, se reduce la presión del gas, permitiendo a la vez que el flujo no sea afectado. Debido a la diferencia de presión que es muy significativa entre la succión y la descarga, el gas puede alcanzar una temperatura de congelamiento en la descarga de cada etapa de descompresión.

Para que esto no suceda, es necesario el Módulo de Control de Calentamiento (HCM), este equipo por medio de transferencia de calor a través de un flujo de agua caliente evita que el gas en su proceso de expansión se congele y obstaculice los equipos y tuberías. Con la temperatura del gas ya controlada, el flujo y presión constante; y pasando por un medidor de flujo, el gas es finalmente enviado al área de proceso para su utilización del GN en sus equipos de calderas de los invernaderos de la empresa **AGRIZAR.**

El proceso general de suministro de GNC inicia con la compresión del gas natural en una estación **"Centro de Transferencia de GNC para transportes por medio de semirremolques"** en el municipio de San Luis Potosí, estado de San Luis Potosí dedicada exclusiva a la Compresión de gas natural, la cual está conectada a un gasoducto; esta surte mediante Postes de Carga, gas natural a una presión de 250 Bar a los módulos de almacenamiento (Hexagón Lincoln) que transportarán el energético a las instalaciones de planta AGRIZAR.

Una vez que la carga se efectúa correctamente, la unidad móvil que lleva los módulos de almacenamiento (Hexagón Lincoln) se desplaza hasta las instalaciones de AGRIZAR, donde se conectara al Poste de descarga, componente de entrada, el cual está conectado directamente a un Sistema de Reducción de Presión (PRS), dando inicio al proceso de despresurización.

El sistema reductor de presión (PRS – Pressure Reduction System) se encuentra compuesto de dos grandes elementos: Modulo Reductor de Presión (PRM – Pressure Reduction Module) y Módulo de Control de Calentamiento (HCM – Heating Control Module). La estación reductora cuenta con un filtro en la entrada, un intercambiador de calor (gas-agua), dispositivos de regulación, tubería y control eléctrico. El módulo de calentamiento consiste en una caldera (combustible: gas natural), un dispositivo de regulación de gas, medidor de flujo de agua, separador de aire, filtro de agua, bomba y medidor de caudal.

El gas del contenedor fluye hacia el PRM donde es filtrado, calentado (a través del intercambiador de calor de agua del HCM), regulado, medido y suministrado. El HMC distribuye y calienta el agua, utilizando para la transferencia de calor el gas del PRM. El PRM reduce de forma segura la presión del gas mediante la adición de la cantidad apropiada de calor para contrarrestar la reducción de la temperatura debido a la despresurización. El gas a baja presión en la salida es entonces preparado y puede ser utilizado en calderas, calentadores, motores u otros dispositivos.

La línea de entrada para el PRM está conectado a un fijo o de almacenamiento móvil, o a una tubería. El gas que fluye hacia el PRM pasa a través de un mecanismo de seguridad, normalmente cerrada la válvula de entrada.

La válvula aísla el PRM del suministro de gas cada vez que el PRM se apaga, o si se inicia la secuencia de apagado de emergencia. Las partículas pequeñas se eliminan del gas de suministro por un filtro de entrada, situada antes de que el intercambiador de calor. El gas fluye a continuación por la tubería del intercambiador de calor que es calentada por una corriente de agua caliente por la bomba localizada en el HCM.

Los controles eléctricos para cada uno de los componentes se encuentran instalados en sus soportes o en cajas con las características adecuadas de acuerdo a la clasificación de la zona. Los controles eléctricos incluyen un dispositivo de parada de emergencia (ESD – Emergency shut- down).

El gas entra en la primera etapa de regulación, y pueden ser empleadas varias etapas antes de reducir la presión hasta el nivel requerido. Se instalan manómetros en el sistema para monitoreo local de la presión y ajuste de los reguladores.

Regulación de presión

Si existen múltiples etapas de regulación, la primera etapa por lo general emplea reguladores con sistema de resorte para reducir la presión hasta el nivel adecuado para la segunda etapa. Se utilizan varios reguladores para acondicionar el nivel de caudal en el sistema.

Módulo de Control de Calentamiento (HCM)

La entrada de gas al HCM se encuentra conectada al PRM. El gas que va hacia el HCM pasa a través de válvulas que se utilizan para aislar el módulo. Un regulador y manómetros de presión son instalados antes de la entrada de la caldera para asegurar el nivel de presión adecuado. Una línea de purga es instalada después del regulador.

El agua se conduce hacia el HCM a través de la entrada y un interruptor de flujo indica si el nivel es muy bajo. Una válvula de chequeo en este punto se suministra con un regulador para agregar una

entrada adicional de agua al sistema. El agua es conducida hacia un tanque separador de aire que incluye un "venteo" que remueve el aire del sistema, pasando después por un filtro que retiene/previene el ingreso de partículas extrañas hacia la bomba. A continuación de la bomba se encuentra un caudalímetro y entra a la caldera. Después del proceso de calentamiento el agua puede ser recirculada con la operación de la válvula de 3 vías o descarga del PRM.

Controles eléctricos

La lógica de operación de PRS es controlada por un PLC (dispositivo lógico programable). Este se encarga de iniciar y parar el PRS, continuamente monitoreando las condiciones, estado alarmas asociadas.

Las unidades PRS tienen un sistema de parada de emergencia (ESD Emergency shut down) que incorpora pulsadores tipo "hongo" ubicados en sitios claves. El sistema apagará automáticamente de forma segura y aislando el PRS de la entrada de gas. Un interruptor de "En línea/Fuera de línea" es ubicado en el panel del HCM y en el panel de control del PRM. Ambos interruptores deben estar en la posición "En línea" para que el PRS funcione automáticamente. Al colocar cualquiera de estos dos interruptores en posición "Fuera de línea" detendrá el sistema PRS y permanecerá en este estado hasta que sea reanudada la operación al colocar los interruptores en posición "En línea".

Operación PRS

Estado de Inicio:

La caldera debe estar lista para calentar el agua. La interfaz operario – máquina es un panel táctil que permite monitorear y llevar a cabo diferentes funciones. Para iniciar se coloca el interruptor en posición "Fuera de línea" y se oprime el botón "Reset". Si todas las alarmas son limpiadas la barra de estado indicará "Fuera de línea" como se muestra en la figura a continuación. Si existe una condición de falla, un mensaje anunciará la falla correspondiente. Corregir la causa de falla y presionar nuevamente "Reset" para remover la condición de alarma. Una vez que las alarmas han sido limpiadas la barra de estado indicará "Fuera de línea" y el sistema estará listo para operar. Para iniciar operación debe colocarse.

Estado de Operación:

La caldera suministrará calor al sistema, siendo controlada por un termostato (zona 1). La caldera funcionará normalmente al recibir una señal de "petición de calentamiento" desde el PLC. Cuando el PRS se coloca "En línea" por primera vez, el sistema completará la etapa de "Calentamiento" que enviará la solicitud de "calentamiento" y colocará la válvula en posición de 85% (apertura). El tiempo

que el sistema opera en modo "Calentamiento" se toma de un punto de ajuste del cliente, con un valor por defecto de 180s. Una vez que esta etapa se encuentra completa el sistema es declarado como "Listo". Automáticamente el control variará la temperatura del gas de salida mediante la modificación de la posición de la válvula de agua y el termostato (on/off). La válvula de control/distribución (diverter valve) da paso a la cantidad de agua caliente requerida en el intercambiador de calor, también dando paso a cierta porción de agua hacia la bomba. Esta cantidad se encuentra determinada por un lazo de control tipo PID que asegura que la temperatura de gas se mantendrá en el rango de 10 a 40 °C. En algunos modelos las válvulas duales de control/distribución se utilizan para redundancia. En estos modelos las válvulas son seleccionadas manualmente utilizando los interruptores de selección en el panel de control y colocando las válvulas manuales de bola en la posición correcta para el dispositivo seleccionado.

Parada:

Para detener el sistema PRS, simplemente se debe colocar "Fuera de línea" cualquiera de los interruptores. La caldera se apagará y la válvula de entrada se cerrará inmediatamente cuando esto ocurra. La bomba operará por cierto tiempo (ajustado) y después se detendrá.

Una alarma detendrá también el sistema PRS, de forma similar a lo anteriormente descrito; la diferencia es que la bomba se detendrá al mismo tiempo que la alarma ocurre.

Alarmas de PRS:

Si alguno de los sensores del PRS presenta falla, el PLC lee este estado y el PRS se apagará. El PLC indicará el estado de alarma mediante un bombillo piloto (color rojo, si aplica).

Cuando el PLC registra una alarma el PRS no operará hasta que la condición de falla no haya sido corregida y el botón "Reset" oprimido. Para limpiar las alarmas asegúrese que las condiciones de falla hayan sido corregidas. Después se procede a oprimir el botón "Reset". El sistema PRS retornará a operación normal. Si las alarmas no han sido apropiadamente corregidas, el panel presentará nuevamente el estado de alarma.

Las advertencias no son como las alarmas; estas se anunciarán en la pantalla y en ciertos casos detendrán el equipo, sin embargo, no detendrán totalmente el sistema PRS.

Condiciones de operación de la PRS

Modelo	PRS-2000
Flujo nominal	2000 Nm^3/h
Presión máxima	276 bar
Rango de Presión de Descarga	6 bar
Mínima Presión de Succión a la PRS a 4 Bar de descarga	15 bar
Tipo de Medidor	Fluido Oscilante-Compensación por Presión y Temperatura
Precisión	Certificado para Transferencia de Custodia
Temperatura de descarga	10-30 °C
Máximo calor del gas de entrada	500,000 Btu/hr

Los planos desarrollados en la ingeniería del proyecto son:

- Detalles civiles y bases (TDD AGRIZAR-DCE-01-25072022-A).
- Evaluación de radios de giro (TDD AGRIZAR-ERG-01-25072022-A).
- KMZ-Coordenadas layout (TDD AGRIZAR-KMZ-01-25072022-A)
- Layout (TDD AGRIZAR-LAY-01-25072022-A).
- Sistema de señalética y seguridad (TDD AGRIZAR-SISS-01-25072022-A).
- Instalación eléctrica- alumbrado perimetral (TDD AGRIZAR-IEAP-01-25072022-A).
- Instalación eléctrica- clasificación de áreas (TDD AGRIZAR-IECA-01-25072022-A).
- Instalación eléctrica-diagrama unifilar (TDD AGRIZAR-IEDU-01-25072022-A).
- Instalación eléctrica-fuerza y control (TDD AGRIZAR-IEFC-01-25072022-A).
- Instalación eléctrica-sistema de pararrayos (TDD AGRIZAR-IESP-01-25072022-A).
- Instalación eléctrica sistema de tierras (TDD AGRIZAR-IEST-01-25072022-A).
- Instalación mecánica arreglo de tuberías (baja presión) (TDD-AGRIZAR-IMAT-01-25072022-A).
- Diagrama de Flujo e Instrumentación (TDD-AGRIZAR-IMDTI-01-25072022-A).
- Isométrico alta presión (TDD-AGRIZAR-ISO-01-25072022-A).

- Isométrico Baja presión (TDD-AGRIZAR-ISO-02-25072022-A).

En cuanto a las condiciones del entorno del proyecto son las siguientes:

- **Temperatura ambiente**
  - Temperatura máxima: 23.9 ºC
  - Temperatura media: 16.0 ºC
  - Temperatura mínima: 8.0 ºC
- **Precipitación**
  - Media anual: 401.1 mm
  - Máxima mensual: 203.9 mm
  - Máxima diaria: 103.2 mm
- **Humedad relativa**
  - Media anual: 55.0%
- **Presión barométrica:**
  - Media anual: 1,009 hPa
- **Altitud**
  - 2,030 msnm
- **Dirección y velocidad de los vientos**
  - Velocidad promedio 7.19 m/s y Dirección de los vientos predominantes Noroeste
- **Datos por riesgos hidrometeorológicos y geológicos**
- Heladas: Bajo
- Ciclones: Muy Bajo
- Granizo: Medio
- Inundaciones: Alto
- Sequia: Alto
- Derrumbes, deslizamientos, flujos y movimientos: Muy bajo

- Región Sísmica: Zona B Moderada
- Intensidad sísmica: V escala de Mercalli

Con base en la jerarquización de riesgo realizada en el análisis HAZOP, en la tabla siguiente presentamos los posibles escenarios potenciales de riesgo del **Proyecto**. Cabe señalar que la causa de las consecuencias deriva en fugas de gas natural, ya sea por causas operacionales (mayor flujo y mayor presión), los cuales se traducirán en los eventos hipotéticos de falla para el análisis de frecuencias y de riesgo a ser modelados, en la siguiente sección. Los eventos de fallas y riesgo por fugas de gas natural determinados que pueden ocasionar incendio o explosión si llegase alcanzar un agente detonante que causan daños al personal, a la población, de impacto ambiental y daño a la producción e instalaciones.

Para la selección de dichos escenarios, se consideró como criterio aquellos con un índice de riesgo igual o mayor a 8 unidades con severidad de consecuencia igual o mayor a 4. Ninguno de los escenarios identificados fue clasificado dentro de la región de riesgo no tolerable.

Escenarios potenciales de riesgo identificados como catastrófico, más probables y alternos.

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Tipo	Referencia de origen
1	AGRIZAR_VPM_1	Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo.	12	**C (ALARP)**	Caso Más probable	Presión: Nodo 1 desviación 1.2 Flujo: Nodo 1 desviación 1.5
2	AGRIZAR _VPM_2	Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	12	**C (ALARP)**	Caso alterno	Sin seguridad y vigilancia: Nodo 1 desviación 1.16
3	AGRIZAR _VPM_3	Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	12	**C (ALARP)**	Caso Más probable	Presión: Nodo 6, desviación 6.2

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo	Región de Riesgo	Tipo	Referencia de origen
4	AGRIZAR _VPM_4	Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva	12	**C (ALARP)**	Peor Caso (Catastrófico)	Flujo: Nodo 3 desviación 3.4

De acuerdo al análisis de frecuencias, sus probabilidades de fallo en los equipos y elementos analizados, cuyos resultados se muestran en la tabla siguiente:

Evento	Descripción	Resultado	Probabilidad de ocurrencia	Elementos que contribuyen
AGRIZAR _VPM_1	Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo.	6.09E-04	0.000609	F1: Extremadamente raro
AGRIZAR _VPM_2	Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	7.74E-04	0.000774	F1: Extremadamente raro
AGRIZAR _VPM_3	Ruptura parcial o total de la tubería de suministro de GN a baja presión por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	5.23E-06	0.00000523	F1: Extremadamente raro
AGRIZAR _VPM_4	Desajuste/falla de válvula de control de flujo ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva	1.76E-04	0.000176	F1: Extremadamente raro

Para el análisis de consecuencias, estas hipotésis se presentan en tres tipos de escenarios de conflagración de peligros por la fuga de gas natural como lo son la potencial formación de Dardo de Fuego (Jet Fire), Nube explosiva (Flash Fire) y Explosión (Sobre presión), con las siguientes tasas de fuga e inventarios.

Evento Hipotético	Tipo	Evento Hipotético	Tasa de fuga (kg/s)	Inventario de fuga (kg)
AGRIZAR_VPM 1	CMP	**AGRIZAR _VPM 1:** Ruptura de mangueras o tuberías de 2" Ø con un flujo de 2000 m^3/hr y una presión de 253.10 kg/cm^2, por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión y daño material de equipo.	133.33	3,999.9
AGRIZAR _VPM 2	Caso Alterno	**AGRIZAR _VPM 2:** Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan daño a los semirremolques de GNC conteniendo un volumen de 2,000 m^3 a una presión de 253.10 kg/cm^2 que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	75.0	2,250
AGRIZAR _VPM 3	Peor caso (Fuga 100%)	**AGRIZAR _VPM 3_1:** Ruptura parcial o total de la tubería de 1" Ø de suministro de GN a baja presión de 4.14 kg/cm^2 con un flujo de 1,050 m^3/hr, por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	33.33	999.9
	CMP (20%)		1.33	39.99
AGRIZAR _VPM 4	Peor caso	**AGRIZAR _VPM 4:** Desajuste/falla de válvula de control de flujo de 2" Ø con un flujo de 2000 m^3/hr y una presión de 12.30 kg/cm^2, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva	133.33	3,999.9

Para el análisis de consecuencias se utilizó el software SCRI-Fuego Versión 2 (Herramienta Computacional de Análisis de Riesgos de Proceso), aceptado por la Agencia de Protección Ambiental (EPA), la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA) y la ASEA de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

De las modelaciones realizadas para los escenarios planteados del **"proyecto",** se tienen los siguientes eventos:

Evento Hipotético	Tipo	Evento Hipotético	Jet Fire (Radiación térmica)	Flash Fire Radiación térmica)	Sobrepresión (Explosión)
AGRIZAR _VPM 1	CMP	Ruptura de mangueras o tuberías de 2" Ø con un flujo de 2000 m^3/hr y una presión de 253.10 kg/cm^2, por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas	**X**	**X**	**X**

Evento Hipotético	Tipo	Evento Hipotético	Jet Fire (Radiación térmica)	Flash Fire Radiación térmica)	Sobrepresión (Explosión)
		natural con riesgo de incendio / explosión y daño material de equipo.			
AGRIZAR _VPM 2	Caso Alterno	Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan daño a los semirremolques de GNC conteniendo un volumen de 2,000 m^3 a una presión de 253.10 kg/cm^2 que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	**X**	**X**	**X**
AGRIZAR _VPM 3_1	Peor caso (Fuga 100%)	Ruptura parcial o total de la tubería de 1" Ø de suministro de GN a baja presión de 4.14 kg/cm^2 con un flujo de 1,050 m^3/hr, por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	**X**	**X**	**X**
	CMP (20%)		**X**	**X**	**X**
AGRIZAR _VPM 4	Peor caso	Desajuste/falla de válvula de control de flujo de 2" Ø con un flujo de 2000 m^3/hr y una presión de 12.30 kg/cm^2, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva.	**X**	**X**	**X**

El desarrollo del análisis de consecuencias se realizó de acuerdo a los requerimientos, formatos y consideraciones mencionadas en "Guía para la elaboración del análisis de riesgo para el sector hidrocarburos", cumpliéndose y justificándose cada parámetro, valor o información incluida en los requerimientos del simulador SCRI-FUEGO Versión 2

Cuyos radios de afectación se señalan a continuación:

Velocidad del viento 7.1 m/s y estabilidad atmosférica D									
Variable	**Radiación Térmica (kW/m^2)**						**Sobre presión (psi)**		
Evento	Jet Fire			Flash Fire			Explosión		
Masa	133.33 (kg/s)			3,999.9 (kg)			3,999.9 (kg)		
Valores de referencia	ZDE	ZAR	ZA	ZDE	ZAR	ZA	ZDE	ZAR	ZA
	(12.5 kW/m^2)	(5 kW/m^2)	(1.4 kW/m^2)	(40,000 ppm)	(30,000 ppm)	(5,000 ppm)	10.0 PSIG	1.0 PSIG	0.5 PSIG

Velocidad del viento 7.1 m/s y estabilidad atmosférica D									
Distancia	77.10	166.95	307.14	18.40	45.01	164.55	62.07	289.142	491.50
AGRIZAR _VPM 1: Ruptura de mangueras o tuberías de 2" Ø con un flujo de 2000 m^3/hr y una presión de 253.10 kg/cm^2, por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión y daño material de equipo.							**Caso Más Probable**		

Velocidad del viento 7.1 m/s y estabilidad atmosférica D									
Variable	**Radiación Térmica (kW/m^2)**						**Sobre presión (psi)**		
Evento	Jet Fire			Flash Fire			Explosión		
Masa	139.62 (kg/s)			4,188.6 (kg)			4,188.6 (kg)		
Valores de referencia	ZDE	ZAR	ZA	ZDE	ZAR	ZA	ZDE	ZAR	ZA
	(12.5 kW/m^2)	(5 kW/m^2)	(1.4 kW/m^2)	(40,000 ppm)	(30,000 ppm)	(5,000 ppm)	10.0 PSIG	1.0 PSIG	0.5 PSIG
Distancia	58.14	125.93	231.69	13.59	71.20	102.54	51.24	238.69	405.73
AGRIZAR _VPM 2: Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan daño a los semirremolques de GNC conteniendo un volumen de 2,000 m^3 a una presión de 253.10 kg/cm^2 que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.							**Caso Alterno**		

Velocidad del viento 7.1 m/s y estabilidad atmosférica D									
Variable	**Radiación Térmica (kW/m^2)**						**Sobre presión (psi)**		
Evento	Jet Fire			Flash Fire			Explosión		
Masa	75.0 (kg/s)			2,250 (kg)			2,250 (kg)		
Valores de referencia	ZDE	ZAR	ZA	ZDE	ZAR	ZA	ZDE	ZAR	ZA
	(12.5 kW/m^2)	(5 kW/m^2)	(1.4 kW/m^2)	(40,000 ppm)	(30,000 ppm)	(5,000 ppm)	10.0 PSIG	1.0 PSIG	0.5 PSIG
Distancia	61.72	86.03	158.24	17.67	26.16	35.85	39.10	182.14	309.62
AGRIZAR _VPM 3_1: Ruptura total de la tubería de 1" Ø de suministro de GN a baja presión de 4.14 kg/cm^2 con un flujo de 1.050 m^3/hr, por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión.							**Peor Caso (Fuga al 100%)**		

Velocidad del viento 7.1 m/s y estabilidad atmosférica D									
Variable	**Radiación Térmica (kW/m^2)**						**Sobre presión (psi)**		
Evento	Jet Fire			Flash Fire			Explosión		

Velocidad del viento 7.1 m/s y estabilidad atmosférica D									
Masa	1.33 (kg/s)			39.99 (kg)			39.99 (kg)		
Valores de referencia	ZDE	ZAR	ZA	ZDE	ZAR	ZA	ZDE	ZAR	ZA
	(12.5 kW/m^2)	(5 kW/m^2)	(1.4 kW/m^2)	(40,000 ppm)	(30,000 ppm)	(5,000 ppm)	10.0 PSIG	1.0 PSIG	0.5 PSIG
Distancia	8.51	18.42	33.88	2.79	5.88	10.36	13.37	62.29	105.88
AGRIZAR _VPM 3_2: Ruptura parcial de la tubería de 1" Ø de suministro de GN a baja presión de 4.14 kg/cm^2 con un flujo de 1,050 m^3/hr, por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión							**Caso Más Probable (Fuga al 20%)**		

Velocidad del viento 7.1 m/s y estabilidad atmosférica D									
Variable	**Radiación Térmica (kW/m^2)**						**Sobre presión (psi)**		
Evento	Jet Fire			Flash Fire			Explosión		
Masa	133.33 (kg/s)			3,999.9 (kg)			3,999.9 (kg)		
Valores de referencia	ZDE	ZAR	ZA	ZDE	ZAR	ZA	ZDE	ZAR	ZA
	(12.5 kW/m^2)	(5 kW/m^2)	(1.4 kW/m^2)	(40,000 ppm)	(30,000 ppm)	(5,000 ppm)	10.0 PSIG	1.0 PSIG	0.5 PSIG
Distancia	77.10	166.95	307.14	18.40	45.01	164.55	62.07	289.14	491.50
AGRIZAR _VPM 4: Desajuste/falla de válvula de control de flujo de 2" Ø con un flujo de 2000 m^3/hr y una presión de 12.30 kg/cm^2, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva							**Peor Caso**		

En cuantos los daños ocasionados a los posibles receptores de riesgo con relacióna los radios de afectación se tiene que:

- Radiación Térmica umbrales establecidos (**ZA:**1.4 KW/m^2, **ZAR**: 5 KW/m^2, **ZDE:** 12.5 KW/m^2)
- **Personal**
  - Trabajadores del proyecto de descompresión de GNC, personas que se encuentren laborando dentro de AGRIZAR, y por último las personas en tránsito o en actividades dentro del área, como contratistas o prestadores de servicio.
  - **ZAR:** Molestias exposición aguda al personal de trabajo de la estación de descompresión de GNC y personas que se encuentren en el radio de

afectación, con los siguientes efectos adversos en 40 segundos, causando quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego.

- **ZA:** Molestias exposición crónica al personal de trabajo de la estación de descompresión de GNC y personas que se encuentren en el radio de afectación en los 15 segundos presentando severo dolor de cabeza por inhalación. Máximo soportable
- **ZDE:** En este radio de afectación se tiene 1% de mortalidad del personal presente en 1 minuto y lesiones significativas en 10 segundos.

- **Población**
  - Población cercana a los radios de afectación, aún y cuando es un área rural con bajo o nulo nivel de población, donde existen receptores, tales como la gente que trabaje en las instalaciones de la planta AGRIZAR, debido a que el poblado cercano hasta a una distancia.
  - **ZA:** Molestias exposición aguda a las personas que se encuentren en el radio de afectación en 40 segundos, causando quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego. Asimismo, por el efecto de sobrepresión existen daños a las estructuras de sus casas.
  - **ZAR:** Molestias exposición crónica a las personas que se encuentren en el radio de afectación en los 15 segundos presentando severo dolor. Aquí existen efectos negativos por sobre presión.
  - **ZDE:** En este radio de afectación se tiene 1% de mortalidad del personal presente en 1 minuto y lesiones significativas en 10 segundos.

- **Impacto ambiental**
  - **ZAR:** En esta área la afectación al medio ambiente está definido por la emisión de GN a la atmósfera que pueden dispersarse originando una nube de gas asfixiante, afectando a la vida silvestre principalmente a las aves y mamíferos terrestres principalmente.

    Por otro lado, se emitirán gases de combustión a la atmósfera por el combustible que se encuentre contenido en el incendio que se pudiera originar.

- **ZA Y ZDE:** Aún y cuando existe vegetación escasa y dispersa, existen daños parciales a la vegetación típica de agricultura temporal anual presente en el área, por efecto de radiación térmica mediante la posibilidad de un conato de incendio por la posible larga exposición. Cabe mencionar que no se identificaron especies de flora listadas en algún estatus de protección de la NOM-059-SEMARNAT-2010.

- **Instalación / Equipos**
  - **ZAR:** Daños a la infraestructura de la estación de descompresión de GNC, dentro de los equipos y dispositivos en primera instancia por la exposición a la radiación térmica por el incendio que se pudiera presentar.
  - **ZA:** Para esta área, no se prevén daños a la infraestructura presente, al menos por la radiación térmica ocasionada por un incendio.
  - **ZDE:** En este radio de afectación las estructuras de acero delgado pueden perder su integridad mecánica, lo que ocasionaría incendio en madera, por la larga exposición sin llama.
- Sobrepresión (explosión) umbrales establecidos (**ZA:**0.5 psi, **ZAR**: 1 psi, **ZDE:** 10 psi)
- **Personal**
  - **ZDE:** En un epicentro de la explosión (zona de muerte), la mayoría de las personas han muerto o están heridas de muerte.
  - **ZAR:** En el perímetro secundario (zona de crítica de víctimas), hay más supervivientes, pero muchos de ellos probablemente tienen heridas múltiples.
  - **ZA:** En la periferia de la explosión (zona en la que hay heridos, pero pueden caminar por sí solos), la mayoría de las víctimas tienen heridas que no son potencialmente mortales y trauma psicológico.
- **Población**
  - **ZDE:** En un epicentro de la explosión (zona de muerte), la mayoría de las personas han muerto o están heridas de muerte.

- **ZAR:** En el perímetro secundario (zona de crítica de víctimas), hay más supervivientes, pero muchos de ellos probablemente tienen heridas múltiples.
- **ZA:** En la periferia de la explosión (zona en la que hay heridos, pero pueden caminar por sí solos), la mayoría de las víctimas tienen heridas que no son potencialmente mortales y trauma psicológico

- **Impacto Ambiental**
  - **ZDE Y ZAR:** Potencialmente existirá daños a la fauna presente, debido a la onda de sobrepresión que se derive del evento, causando mortandad en algunas especies de aves, mamíferos terrestres y reptiles

    Cabe mencionar que no se identificaron especies de fauna listadas en algún estatus de protección de la NOM-059-SEMARNAT-2010.
  - **ZA:** En esta área de afectación ocasionaría lesiones algunas especies presentes, donde las de mayor abundancia son las aves y algunos mamíferos y algunos reptiles.
- **Instalación / Equipos**
  - **ZAR:** En cuanto a las infraestructuras de los invernaderos o estructuras cercanas en el radio habría colapsos de techos, instrumentaciones dañadas y grietas en ladrillos.
  - **ZA:** Los daños ocasionados en la infraestructura sería vidrios y sensores rotos y colapsos de rejillas.
  - **ZDE:** En este radio de afectación, los daños estimados en cuanto a la infraestructura es daño a los equipos del equipo PSR y a los cilindros contenedores de GNC de los semirremolques.

    Así como daños de colapso a las infraestructuras de los invernaderos de AGRIZAR con fisuras en los ladrillos de las paredes.

- Para administrar y reducir los riesgo lo más bajo posible se cuentan con accesorios, dispositivos y sistemas instrumentados, agrupados en cuatro capas de protección, tales como:

- La primera capa corresponde al diseño del sistema PRS 2000 - 4,000 Psi. El diseño del sistema y selección de materiales cumple con la normatividad mexicana aplicable:
  - NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural
  - NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones para el aprovechamiento de gas natural
  - NOM-003-SECRE-2011, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos
  - NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural
  - NOM-011-SECRE-2000, Gas Natural para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares.
  - NOM-002-STPS-2010, Condiciones de seguridad-prevención, protección y combate de incendios 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.
  - NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-Funcionamiento-Condiciones de seguridad
  - NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (Utilización)
  - NOM-022-SCFI-2008, Electricidad estática en los centros de trabajo-condiciones de seguridad
  - NOM-008-SCFI-1993, Sistema general de unidades y medidas.
- La segunda capa corresponde a los dispositivos de seguridad del módulo de PRS reduce de forma segura la presión del gas mediante la adición de la cantidad apropiada de calor para contrarrestar la reducción de la temperatura debido a la despresurización. La línea de entrada a la PRM está conectada a un almacenamiento fijo o móvil, o a una tubería. El gas que fluye hacia el PRM pasa a través de un mecanismo de seguridad, válvula de entrada normalmente cerrada.
  - La válvula aísla el PRM del suministro de gas cuando el PRM se apaga, o si se inicia una secuencia de apagado de emergencia. Las partículas

pequeñas se eliminan del gas de suministro por un filtro de entrada, situado antes del intercambiador de calor. El gas fluye a través de un intercambiador de calor de tubo y coraza. Los tubos de gas se mantienen calentados por una corriente de fluido caliente (agua / glicol) que se bombea a través de la coraza por el HCM, ya que el gas entra en la primera etapa de regulación de presión (despresurización). Otras etapas de regulación se emplean para alcanzar la presión de salida final.

- Los manómetros se proporcionan en todo el sistema para el monitoreo de presiones de gas, y para el establecimiento de los reguladores. El suministro de gas de la caldera se toma de la línea principal después del intercambiador de calor. El gas regulado a 1.4 bar (20 Psi) a través de un regulador independiente, o puede ser tomada de un punto de la estación de regulación final aguas abajo, antes del medidor.
- Todas las tuberías de presión que incluyen filtros, intercambiadores de calor, reguladores, etc., están protegidos de un exceso de presión mediante válvulas de seguridad, o principales reguladores duales. Todas las válvulas de alivio se ventilan a la atmósfera a través de una tubería de descarga común a lugar seguro.
- El tubo de descarga sirve como un colector para ventilar gas procedente de descarga de la válvula de alivio, así como para válvulas de drenaje manuales. Todas las tuberías y los tubos están fabricados de acuerdo a la normatividad aplicable y se unieron mediante conexiones roscadas y soldadas, o el uso de accesorios de compresión de tubo.

- La tercera capa corresponde a alarmas y procedimientos, cuando cualquiera de los sensores del sistema PRS presenta una condición de fallo, el PRS se apaga. Un indicador de alarma rojo se enciende en el panel de control y en el patín PRS. Después de que el PLC registra una alarma, el PRS no puede funcionar hasta que la condición de fallo se ha corregido, y el panel de control del PRS se ha restablecido. Incluso si la condición de alarma se desconecta sola, el indicador permanece iluminado hasta que el panel de control se pone a cero de forma manual. Las alarmas de baja temperatura de gas son ignoradas durante el modo de calentamiento. Esto permite que el tiempo de la caldera para elevar la temperatura

del agua por encima del valor de alarma lo que la operación pueda reanudar. A continuación se enlistan las alarmas del sistema:

- Error interno en PLC
- Transmisor de presión fuera de rango o falla en señal
- Transmisor de temperatura a salida de intercambiadores fuera de rango o falla en señal
- Temperatura de descarga de gas natural menor a temperatura mínima (-5°C 5 min, -15°C 20 sec)
- Temperatura de gas natural a salida de intercambiadores menor a temperatura mínima (15°C 5 min, 0°C 20 sec)
- Presión de salida superior a set point (170 Psi)
- Presión de entrada por encima de set point (3750 Psi)
- Transmisores no escalados
- Se pulsa el botón de paro de emergencia

- Adicionalmente, el sistema PRS cuenta con advertencias que permiten evitar la ocurrencia de eventos fuera de la condición normal de operación. Las advertencias no realizan el paro total del equipo, aunque pueden detener el funcionamiento de secciones específicas. Las advertencias del sistema se generan por:
  - Error matemático PLC
  - Corriente eléctrica elevada en motor en bomba
  - Bajo o ningún flujo de agua
  - Baja temperatura de gas
  - Alta temperatura de gas
- Una capa adicional de protección que es primordial para la salvaguarda de las instalaciones y entorno, es la correcta capacitación del personal tanto en la operación normal del equipo como en el combate a emergencias. Es esencial que el personal siga los procedimientos contenidos en el manual de operación, que incluye:

- Pre-Inicio de operaciones
- Purga de tubería
- Operación normal
- Alarmas y PLC
- Combate de incendios
- Eliminación de fuego

- Asimismo, es primordial que personal capacitado realice el mantenimiento de equipos de acuerdo al programa de mantenimiento disponible, en el cual se incluyen:
  - Mangueras
  - Indicadores de presión y temperatura
  - Válvulas de seguridad
  - Filtro coalescente
  - Intercambiadores de calor
  - Ventilación de cabecera
  - Caudal bajo interruptor de corte
  - Colador
  - Bomba
- La cuarta capa de protección corresponde al Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS), como medidas adicionales de seguridad, el sistema PRS 2000 - 4,000 Psi cuenta con:
  - Válvulas de seguridad y válvulas manuales de venteo en cada subsección del equipo
  - Paro de emergencia manual
- Todas las tuberías de presión que incluyen filtros, intercambiadores de calor, reguladores, etc., están protegidos de un exceso de presión mediante válvulas de seguridad, o principales reguladores duales. Todas las válvulas de alivio se ventilan a la atmósfera a través de una tubería de descarga común a lugar seguro. El tubo de descarga sirve como un colector para ventilar gas procedente de descarga de la

válvula de alivio, así como para válvulas de drenaje manuales. Todas las tuberías y los tubos están fabricados de acuerdo a la normatividad aplicable y se unieron mediante conexiones roscadas y soldadas, o el uso de accesorios de compresión de tubo.

Todos los módulos de PRS tienen un sistema ESD (Emergency Shut Down). Este sistema se apaga de forma segura hacia abajo y aísla el PRS desde el suministro de gas. Interruptores Online / Offline se encuentran en el panel de HCM, y en el panel de control. Ambos interruptores deben estar en la posición en línea para el PRS funcione automáticamente.

IV.8.1. Informe Técnico

1. DATOS GENERALES DEL REGULADO				
Fecha de elaboración	SEPTIEMBRE 2022			
a. Datos de la empresa contratada por el Regulado para elaborar el Análisis de Riesgo				
Nombre de la Empresa	B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)			
b. Datos Generales del Regulado				
Nombre, razón o denominación social	VIRTUAL PIPELINES DE MÉXICO S.A.P.I. DE C.V.			
RFC	VPM120424VA0			
Nombre del proyecto	Estación de Descompresión de Gas Natural Comprimido de Virtual Pipelines de México en invernaderos AGRIZAR			
Objeto del proyecto	Suministro de gas natural a baja presión para los generadores y calderas de los invernaderos de la empresa Invernaderos AGRIZAR, mediante el abastecimiento de GNC en cilindros contenido en semirremolques a alta presión para su proceso de descompresión por un equipo integrado PSR.			
c. Ubicación del proyecto				
Calle y número	Rancho San Antonio (El Queretano)			
Municipio	San Luis de la Paz	**Estado**	Guanajuato	
d. Domicilio para oír o recibir notificaciones				
Calle y número	Sierra Gorda		**Colonia**	Lomas de Chapultepec VIII Sección
Municipio/Alcaldía	Miguel Hidalgo		**Estado**	Ciudad de México
Código Postal	11000			

Teléfonos	55 71551495 y 55 72582742										
Nombre del Representante legal del Regulado	Julio Armando Álvarez Costa										
Cargo	Representante legal										
f. Actividad del Sector Hidrocarburos (artículo 3º, fracción XI de la Ley de la ASEA											
a	Reconocimiento y exploración superficial, y exploración y extracción de Hidrocarburos	**b**	Tratamiento, refinación, enajenación, comercialización, transporte y almacenamiento del petróleo	**c**	Procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como transporte, almacenamiento, distribución y expendio de gas natural	**d**	Transporte, almacenamiento, distribución y expendio de gas licuado de petróleo	**e**	Transporte, almacenamiento, distribución y expendio de petrolíferos	**f**	Transporte por ducto y almacenamiento, que se encuentre vinculado a ductos de petroquímicos producto del procesamiento de gas natural y de la refinación del petróleo
2. GENERALIDADES DEL TERRENO											
a. Uso de suelo donde se encuentra el proyecto											
-	**Agrícola/Pecuario**	-	**Rural**	-	Habitacional	-	Industrial	-	Forestal	-	Comercial
-	Mixto (especifique)										
b. El proyecto se encuentra ubicado en una zona con las siguientes características											
-	Zona Industrial	-	Zona habitacional	-	Zona suburbana	-	Parque industrial	-	Zona urbana	-	Zona rural
c. Localización Geográfica						**d. Superficie**					
Estación de Descompresión de Gas Natural Comprimido de Virtual Pipelines de México en Invernaderos AGRIZAR											
Coordenadas Latitud Norte	[redacted] COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP					**Requerida**	430.58 m^2				
Coordenadas Latitud Oeste	[redacted]					**Total**	430.58 m^2				

2. SUSTANCIAS A MANEJAR

Nombre Químico de la Sustancia (IUPAC)	Número CAS	Densidad (kg/m^3)	Flujo (Kg/hr)	Longitud de la tubería (m)	Presión de operación (kg/cm^2)	Diámetro de la tubería (Pulg)	Espesor (mm)	Descripción de la trayectoria
Gas natural	74-82-8	0.61	2000	3	253.10	2	0.225	El gas natural será suministrado A BAJA PRESIÓN a planta AGRIZAR, mediante el proceso de descompresión de GNC por medio de un equipo integrado PSR. Todas las tuberías de gas cumplen con los códigos establecidos por API (American Petroleum Institute) y las especificaciones establecidas en la normativa aplicable nacional. Su diseño es de conformidad NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones
Gas natural	74-82-8	0.61	2000	98	4.14	2	0.225	
Gas natural	74-82-8	0.61	613.7	4	4.14	1	0.125	
Gas natural	74-82-8	0.61	45	3	4.14	1	0.125	
Gas natural	74-82-8	0.61	8.5	10	12.30	1	0.125	

3. ESCENARIOS MODELADOS

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario	Accidente hipotético				Ubicación					Metodología empleada	Componente afectado
			Fuga / Ruptura	Derrame	Incendio	Explosión	Alm.	Proceso	Transporte	Servicios	Equipo		
1	**AGRIZAR_VPM 1**	Ruptura de mangueras o tuberías de 2" Ø con un flujo de 2000 m^3/hr y una presión de 253.10 kg/cm^2, por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque / golpe extremo, que ocasiona fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión y daño material de equipo.	X	-	X	X	-	X	-		Contenedor semirremolque	HAZID y HAZOP	Personal, Población, Aire, flora, fauna, Infraestructura y equipos
2	**AGRIZAR_VPM 2**	Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada, que ocasionan daño a los semirremolques de GNC conteniendo un volumen de 2,000 m^3 a una presión de 253.10 kg/cm^2 que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	X		X	X		X			Contenedor semirremolque Equipo integrado PSR		

3	**AGRIZAR_VPM 3_1**	Ruptura total de la tubería de 1" Ø de suministro de GN a baja presión de 4.14 kg/cm^2 con un flujo de 1,050 m^3/hr, por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	X		X	X		X			Tubería de baja presión 1" Regulador 1		
4	**AGRIZAR_VPM 3_2**	Ruptura parcial de la tubería de 1" Ø de suministro de GN a baja presión de 4.14 kg/cm^2 con un flujo de 1,0507 m^3/hr, por poro de corrosión o golpe extremo, ocasionando fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión	X		X	X		X			Tubería de baja presión 1" Regulador 1		
5	**AGRIZAR_VPM 4**	Desajuste/falla de válvula de control de flujo de 2" Ø con un flujo de 2000 m^3/hr y una presión de 12.30 kg/cm^2, ocasionando posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva	X		X	X		X			Equipo integrado PSR		

4. CRITERIOS PARA LA ESTIMACIÓN DE CONSECUENCIAS

Programa de simulación empleado	SCRI FUEGO V2

No.	**Clave del escenario**	**Tipo de caso**	**Tipo de liberación**		**Tamaño de fuga (pulg)**	**Tasa de fuga (Kg/s)**	**Inventario Total liberado (Kg)**	**Tiempo de fuga (seg)**	**Velocidad del viento (m/s)**	**Estabilidad atmosférica**	**Humedad Relativa (%)**	**Presión en el punto de fuga (kg/cm^2)**	**Temperatura en el punto de fuga (ºC)**	**Estado físico en el punto de fuga**
			Masiva	**Continua**										
1	**AGRIZAR_VPM 1**	CMP	X	-	2	133.33	3,999.9	30	7.1	D	55%	253.10	16.0	Gas
2	**AGRIZAR _VPM 2**	CMP			2	75.0	2,250	30				253.10		
3	**AGRIZAR _VPM 3_1**	PC			1	33.33	999.9	30				4.14		
4	**AGRIZAR _VPM 3_2**	CMP			0.2	1.33	39.99	30				4.14		
5	**AGRIZAR _VPM 4**	CMP			2	133.33	3,999.9	30				12.30		

5. RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DE RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN

No.	Clave del escenario	Tipo de caso	Jet Fire (Charco de Fuego) (m)			Flash Fire (Bola de Fuego) (m)			Explosion Sobrepresión (m)		
			ZDE (12.5 kW/m^2)	ZAR (5 kW/m^2)	ZA(1.4 kW/m^2)	ZDE (40,000 ppm)	ZAR (30,000 pppm	ZA(5,000 ppm)	ZDE (10 psi)	ZAR (1 psi)	ZA (0.5 psi)
1	**AGRIZAR_VPM 1**	CMP	77.10	166.95	307.14	18.40	45.01	164.55	62.07	289.142	491.50
2	**AGRIZAR _VPM 2**	CA	58.14	125.93	231.69	13.59	71.20	102.54	51.24	238.69	405.73
3	**AGRIZAR _VPM3_1**	PC	61.72	86.03	158.24	17.67	26.16	35.85	39.10	182.14	309.62
4	**AGRIZAR _VPM 3_2**	CMP	8.51	18.42	33.88	2.79	5.88	10.36	13.37	62.29	105.88
9	**AGRIZAR _VPM 4**	PC	77.10	166.95	307.14	18.40	45.01	164.55	62.07	289.14	491.50

ANEXO 1

HOJAS DE TRABAJO HAZID

Hojas de trabajo HAZID (Identificación de peligros)

Etapa del proyecto	**Diseño conceptual del proyecto**						**Equipo de trabajo**	**B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)**		
Instalación	**Estación de descompresión de gas natural comprimido de Virtual Pipelines de México en invernaderos Agrizar.**						**Documentos de referencia**	**DFP, Filosofía de operación, DTIS**		
F: Frecuencia	**MR: Matriz de Riesgo**		**DP: Daños al Personal**			**EP: Efecto a la Población**		**IA: Impacto Ambiental**	**DIP: Daños a Proceso-Instalación**	
No.	**Categoría o actividad**	**Desviaciones**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Riesgos o peligros**	**Requisitos legales**	**Protección de la instalación**	**Recomendaciones**
1	Impacto Social	1.1. Falta de información a la población de las actividades de la instalación	**1**	**DP**	**1**	**D**	1. Bloqueos de las instalaciones. 2. Posibles inspecciones o auditorias por parte de la autoridad	• Evaluación de Impacto Social autorizado (EVI’s)	• Programa de Gestión Social.	R1.- Evaluación de Impacto Social (**EVI’s**) autorizado por SENER.
				EP	**1**	**D**				
				IA	**1**	**D**				
				DIP	**1**	**D**				
		1.2. Falta de recursos de apoyo externo en materia de protección civil	**3**	**DP**	**1**	**D**	1. Imposibilidad de comunicación con la población. 2. Incumplimientos en los planes de emergencia de protección civil	• Programa de Prevención de Accidentes autorizado y actualizado. • Ley de Protección Civil del estado de San Luís Potosí.	• Programa de Prevención de Accidentes. • Programa Interno de Protección Civil del estado de San Luís Potosí.	R2.- Mantener actualizado y vigente el PPA R3.- Programa de Protección Civil autorizado
				EP	**1**	**D**				
				IA	**1**	**D**				
				DIP	**1**	**D**				
		1.3. Volcadura de semirremolque de cilindros dentro de la instalación por choque o malas maniobras de acomodo.	**4**	**DP**	**3**	**C**	1. Daño a los equipos de la instalación. 2. Fuga de GNC del cilindro con posible incendio o explosión 3.- Lesión a personal operativo de la instalación	• No aplica	• Límites de velocidad en el interior de la instalación. • Señalamientos. • Diseño y evaluación y radios de giro (Plano VPM-MR LUCKY-ERG-01-23042021-A).	R4.- Mantener los espacios libres de obstáculos o barreras que impidan girar libremente a los tráiler y semirremolques de cilindros de GNC.
				EP	**3**	**C**				
				IA	**3**	**C**				
				DIP	**3**	**C**				
2			**3**	**DP**	**2**	**C**				

Etapa del proyecto	**Diseño conceptual del proyecto**	**Equipo de trabajo**	**B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)**
Instalación	**Estación de descompresión de gas natural comprimido de Virtual Pipelines de México en invernaderos Agrizar.**	**Documentos de referencia**	**DFP, Filosofía de operación, DTIS**

F: Frecuencia	**MR: Matriz de Riesgo**	**DP: Daños al Personal**	**EP: Efecto a la Población**	**IA: Impacto Ambiental**	**DIP: Daños a Proceso-Instalación**

No.	Categoría o actividad	Desviaciones	F	MR	C	R	Riesgos o peligros	Requisitos legales	Protección de la instalación	Recomendaciones
	Aspectos ambientales	2.1. Incendio fuera del polígono de la instalación.		**EP**	**2**	**C**	1.- Daño a los equipos por radiación adyacente en su estructura. 2.- Intoxicación por humo al personal operativo. 3.- Paro de la planta. 4.- Posible incremento de la presión y temperatura de las tuberías y accesorios del sistema de descompresión.	• Programa de Prevención de Accidentes autorizado y actualizado.	• Programa de Prevención de Accidentes actualizado • Sistema contra incendio.	R5.- Asegurar la capacitación del personal para el combarte de los diferentes tipos de incendio dentro y fuera de la instalación. R6.- Mantenimiento de inventarios suficientes de equipos de protección personal y combate a incendios.
				IA	**2**	**C**				
				DIP	**2**	**C**				
		2.2. Lluvias Torrenciales	**4**	**DP**	**1**	**D**	1.- Inundación de las instalaciones con afectación a los equipos 2.- Falla en el suministro de energía eléctrica 3.- Bloqueo temporal al acceso a la instalación	• Programa de Protección Civil del estado de San Luis Potosí. • Atlas de Riesgos CENAPRED	• Generador de emergencia de energía eléctrica. • Sistema de drenaje pluvial dentro de la instalación. • Diseño de la instalación de acuerdo al nivel de riesgo alto de inundación de acuerdo al Atlas de Riesgo del CENAPRED.	R7.- Programa de mantenimiento preventivo y correctivo del generador de emergencia. R8.- Programa de mantenimiento y desazolve del sistema de drenaje de la instalación previo a la temporada de lluvias.
				EP	**1**	**D**				
				IA	**1**	**D**				
				DIP	**1**	**D**				
		2.3. Fuertes Vientos	**6**	**DP**	**1**	**C**	1. Afectación a las instalaciones.	• Atlas de Riesgos CENAPRED	• Inclusión de la variable dentro del Diseño de la instalación • Paro automático de la instalación	Sin recomendaciones
				EP	**1**	**C**				
				IA	**1**	**C**				
				DIP	**1**	**C**				

Etapa del proyecto	**Diseño conceptual del proyecto**	**Equipo de trabajo**	**B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)**
Instalación	**Estación de descompresión de gas natural comprimido de Virtual Pipelines de México en invernaderos Agrizar.**	**Documentos de referencia**	**DFP, Filosofía de operación, DTIS**

F: Frecuencia	**MR: Matriz de Riesgo**	**DP: Daños al Personal**	**EP: Efecto a la Población**	**IA: Impacto Ambiental**	**DIP: Daños a Proceso-Instalación**

No.	Categoría o actividad	Desviaciones	F	MR	C	R	Riesgos o peligros	Requisitos legales	Protección de la instalación	Recomendaciones
		2.4 Temperaturas extremas	4	DP	3	C	1.- Incendios fuera del polígono de la instalación (Analizado en 2.1) 2.- Posible daños a los equipos. 3.- Posible fuga de gas natural con posible conato de incendio por sobrepresión en equipos y accesorios.	• Programa de Prevención de Accidentes autorizado y actualizado. • Ley de Protección Civil del estado de San Luís Potosí.	• Analizado en 2.1	Analizado en 2.1
				EP	3	C				
				IA	3	C				
				DIP	3	C				
		2.5. Alta humedad en el ambiente	1	DP	2	D	1. Daños a la conexión de los instrumentos de control. 2. Incremento en la corrosión de líneas u equipos. 3.- Daños a las cámaras de seguridad de circuito cerrado.	• No aplica	• Programa de medición y control de espesores. • Recubrimiento anticorrosivo en líneas y equipos. • Mantenimiento programado a los accesorios y cámaras de seguridad de circuito cerrado	R9.- Mantener actualizados y programados los procedimientos de mantenimientos de las líneas y equipos, así como el programa anual de medición de espesores en líneas y equipos.
				EP	2	D				
				IA	2	D				
				DIP	2	D				
		2.6. Niebla	3	DP	2	C	1. Disminución de la visibilidad. 2. Accidente vehicular.	• No aplica	• No cuenta con protecciones, debido a que es un Riesgo muy bajo de niebla de acuerdo al Atlas de Riesgos del CENAPRED.	Sin recomendaciones
				EP	2	C				
				IA	2	C				
				DIP	2	C				
		2.7. Sismo de intensidad mayor a 6.0 grados escala de Richter	1	DP	3	D	1. Posibles fracturas en la estructura de la instalación.	• Programa de Protección Civil.	• Diseño en la ingeniería civil de la instalación con un nivel de	Sin Recomendaciones
				EP	3	D				

Etapa del proyecto	**Diseño conceptual del proyecto**	**Equipo de trabajo**	**B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)**
Instalación	**Estación de descompresión de gas natural comprimido de Virtual Pipelines de México en invernaderos Agrizar.**	**Documentos de referencia**	**DFP, Filosofía de operación, DTIS**

F: Frecuencia	**MR: Matriz de Riesgo**	**DP: Daños al Personal**	**EP: Efecto a la Población**	**IA: Impacto Ambiental**	**DIP: Daños a Proceso-Instalación**

No.	Categoría o actividad	Desviaciones	F	MR	C	R	Riesgos o peligros	Requisitos legales	Protección de la instalación	Recomendaciones
				IA	3	D	2. Fractura de tuberías con posible fuga de gas natural con incendio o explosión.	• Programa de Prevención de Accidentes autorizado y actualizado. • Ley de Protección Civil estatal	sismo alto e intensidad sísmica IX. • Pruebas de integridad mecánica	
				DIP	3	D				
		2.8. Tormentas eléctricas	6	DP	1	C	1. Daño de instrumentos. 2. Daño a equipos estáticos y dinámicos. 3.- Incendio forestal (Analizado en 2.1).	• NOM-001-SEDE-2012 • NOM-022-STPS-2015	• Sistema de tierras físicas • Revisión de la instalación eléctrica por una unidad de verificación. • Unidad de paro seguro de la instalación	R10.- Establecer y contar con un programa de integridad mecánica de las instalaciones antes de comenzar las operaciones diarias de la instalación.
				EP	1	C				
				IA	1	C				
				DIP	1	C				
		2.9. Ciclones y huracanes	3	DP	1	D	1. Afectación a las instalaciones.	• Programa de Protección Civil del estado de San Luís Potosí. • Atlas de Riesgos CENAPRED con riesgo bajo.	• Paro automático de la instalación. • Riesgo bajo de entrada de ciclones en la zona de la instalación de acuerdo al Atlas de Riesgos del CENAPRED.	Sin recomendaciones
				EP	1	D				
				IA	1	D				
				DIP	1	D				
		2.10. Hundimientos, derrumbes y fracturas	2	DP	3	C	1. Daño a las estructuras de las instalaciones	• Estudio de Mecánica de suelos. • Atlas de Riesgos CENAPRED con riesgo muy bajo.	• Estudio de mecánica de suelos.	Sin recomendaciones
				EP	3	C				
				IA	3	C				

Etapa del proyecto	**Diseño conceptual del proyecto**	**Equipo de trabajo**	**B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)**
Instalación	**Estación de descompresión de gas natural comprimido de Virtual Pipelines de México en invernaderos Agrizar.**	**Documentos de referencia**	**DFP, Filosofía de operación, DTIS**

F: Frecuencia	**MR: Matriz de Riesgo**	**DP: Daños al Personal**	**EP: Efecto a la Población**	**IA: Impacto Ambiental**	**DIP: Daños a Proceso-Instalación**

No.	Categoría o actividad	Desviaciones	F	MR	C	R	Riesgos o peligros	Requisitos legales	Protección de la instalación	Recomendaciones
				DIP	**3**	**C**				
		2.11. Fauna nociva	**3**	**DP**	**1**	**D**	1. Obstrucción de líneas y equipos por la invasión de fauna externa a la instalación	• No aplica	• Acciones de revisión, ahuyentamiento, rescate y reubicación de fauna.	Sin recomendaciones
				EP	**1**	**D**				
				IA	**1**	**D**				
				DIP	**1**	**D**				
		2.12. Inundación	**1**	**DP**	**1**	**D**	1. Inundación de las instalaciones con afectación a los equipos 2. Falla en el suministro de energía eléctrica 3. Bloqueo temporal al acceso a la instalación	• Analizado en 2.2.	• Analizado en 2.2.	• Analizado en 2.2.
				EP	**1**	**D**				
				IA	**1**	**D**				
				DIP	**1**	**D**				
3	Interacción con las vías de comunicación	1. Afectación al camino de acceso para los invernaderos de AGRIZAR.	1. Ninguna				1. Ninguna	• No aplica	• Sin protecciones.	Sin recomendaciones
4	Proximidad con centros de población	1.- Siniestro dentro de la instalación que afecte a los centros de población.	**1**	**DP**	**1**	**D**	1. Posible afectación a la población de las cercanías del centro urbano por radiación o sobrepresión. 2. Contaminación al ambiente por emisión de gases de combustión.	• ERA en operación autorizado por la ASEA • PPA autorizado por la ASEA	• Sistema de combate contra incendios. • Programa de Prevención de Accidentes.	R2.
				EP	**1**	**D**				
				IA	**1**	**D**				

Etapa del proyecto	**Diseño conceptual del proyecto**	**Equipo de trabajo**	**B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)**
Instalación	**Estación de descompresión de gas natural comprimido de Virtual Pipelines de México en invernaderos Agrizar.**	**Documentos de referencia**	**DFP, Filosofía de operación, DTIS**

F: Frecuencia	**MR: Matriz de Riesgo**	**DP: Daños al Personal**	**EP: Efecto a la Población**	**IA: Impacto Ambiental**	**DIP: Daños a Proceso-Instalación**

No.	Categoría o actividad	Desviaciones	F	MR	C	R	Riesgos o peligros	Requisitos legales	Protección de la instalación	Recomendaciones
				DIP	**1**	**D**	3.- Paro de la instalación.		• Sistemas y accesorios de seguridad	
5	Seguridad física	1.- Sabotaje, delincuencia organizada o terrorismo	**4**	**DP**	**3**	**C**	1.- Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar incendio y explosión. 2.- Lesiones al personal operativo. 3.- Contaminación al ambiente por las emisiones de gases de combustión.	• No aplica	• Barreras físicas. • Sistema de vigilancia en los accesos de la instalación. • Sistema circuito cerrado de televisión.	R11.- Evaluar la efectividad de la barrera física perimetral existente para salvaguardar la integridad física de la instalación. R12.- Evaluar la protección de las instalaciones por empresas de seguridad privada o pública
				EP	**3**	**C**				
				IA	**3**	**C**				
				DIP	**3**	**C**				
6	Ingeniería, diseño de los equipos y lineamientos constructivos de la instalación.	1. Bloqueo de rutas y pasillos de las áreas de trabajo.	**6**	**DP**	**1**	**C**	1.- Lesiones menores al personal operativo que amerita primeros auxilios.	• Ley Federal del Trabajo. • NOM-001-STPS- 2008. • Reglamento interior de trabajo	• Permiso de trabajo • Señalamientos • Programa de seguridad y prevención de accidentes	Sin Recomendaciones
				EP	**1**	**C**				
				IA	**1**	**C**				
				DIP	**1**	**C**				
		2. Falta de señalización de seguridad e información en el área de trabajo.	**5**	**DP**	**2**	**C**	1. Lesiones menores al personal operativo que amerita primeros auxilios. 2. Incumplimiento a la normatividad 3. Sanciones por parte de las autoridades	• NOM-026-STPS- 2008. • Reglamento interior de trabajo. • DACG's de la ASEA	• Inspecciones y auditorias internas de seguridad	R13.- Definir sanciones al personal interno y externo que destruya los señalamientos.
				EP	**2**	**C**				
				IA	**2**	**C**				
				DIP	**2**	**C**				

Etapa del proyecto	**Diseño conceptual del proyecto**	**Equipo de trabajo**	**B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)**
Instalación	**Estación de descompresión de gas natural comprimido de Virtual Pipelines de México en invernaderos Agrizar.**	**Documentos de referencia**	**DFP, Filosofía de operación, DTIS**

F: Frecuencia	**MR: Matriz de Riesgo**	**DP: Daños al Personal**	**EP: Efecto a la Población**	**IA: Impacto Ambiental**	**DIP: Daños a Proceso-Instalación**

No.	Categoría o actividad	Desviaciones	F	MR	C	R	Riesgos o peligros	Requisitos legales	Protección de la instalación	Recomendaciones
		3.- Falta de identificación de los equipos de operación (TAG)	4	DP	1	D	1. Mala operación. 2. Condiciones inseguras de operación	• NOM-028-STPS- 2012. • Reglamento interior de trabajo.	• Ingeniería básica y de detalle de conformidad a la normatividad aplicable. • Inspecciones y auditorias internas de seguridad	Sin Recomendaciones
				EP	1	D				
				IA	1	D				
				DIP	1	D				
		4. Falta de identificación de señalización de tuberías y recipientes	4	DP	2	C	1. Incumplimiento a la normatividad de seguridad. 2. Mala operación. 3. Inseguridad en equipos y personal operativo	• NOM-026-STPS- 2008. • NOM-018-STPS- 2015. • DACG’s de la ASEA	• Inspecciones y auditorias internas de seguridad	Sin Recomendaciones
				EP	2	C				
				IA	2	C				
				DIP	2	C				
		5. Falta de condiciones seguras en áreas cerradas de la instalación.	6	DP	1	C	1. Incomodidad del personal operativo. 2. Daño a los dispositivos electrónicos. 3. Paro de las instalaciones.	• Ley Federal del Trabajo. • NOM-001-STPS- 2008. • Reglamento interior de trabajo	• Programa de Seguridad e Higiene Laboral	Sin Recomendaciones
				EP	1	C				
				IA	1	C				
				DIP	1	C				
		6. Riesgo eléctrico	2	DP	3	C	1. Lesión al personal operativo. 2. Daños a la instalación.	• Ley Federal del Trabajo. • NOM-017-STPS- 2017.	• Instalaciones eléctricas diseñadas de acuerdo a las normas.	R14.- Los trabajos de mantenimiento y sustitución de materiales deben ser realizados por personal especialista en
				EP	3	C				

Etapa del proyecto	**Diseño conceptual del proyecto**	**Equipo de trabajo**	**B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)**
Instalación	**Estación de descompresión de gas natural comprimido de Virtual Pipelines de México en invernaderos Agrizar.**	**Documentos de referencia**	**DFP, Filosofía de operación, DTIS**

F: Frecuencia	**MR: Matriz de Riesgo**	**DP: Daños al Personal**	**EP: Efecto a la Población**	**IA: Impacto Ambiental**	**DIP: Daños a Proceso-Instalación**

No.	Categoría o actividad	Desviaciones	F	MR	C	R	Riesgos o peligros	Requisitos legales	Protección de la instalación	Recomendaciones
				IA	**3**	**C**		• Reglamento interior de trabajo	• Equipo de seguridad personal. • Señalamientos restrictivos	esa área para asegurar las condiciones seguras del sitio
				DIP	**3**	**C**				
7	Coordinación de trabajos entre las diferentes empresas (proveedor-suministrados-consumidor)	1. Falta de comunicación	**4**	**DP**	**2**	**C**	1. Lesiones y fatalidades. 2. Daños a las instalaciones por incendio o explosión. 3. Paro de operación de las instalaciones.	• ERA en operación autorizado por la ASEA • PPA autorizado por la ASEA	• Sistema de combate contra incendios. • Programa de Prevención de Accidentes. • Programa Interno de Protección Civil.	R2, R3 y R12
				EP	**2**	**C**				
				IA	**2**	**C**				
				DIP	**2**	**C**				
8	Diseño de los equipos y sistemas de seguridad	1. Área sin protección	**5**	**DP**	**2**	**C**	1. Lesiones al personal. 2. Daños a la instalación por incendio o explosión de petrolíferos	• ERA en operación autorizado por la ASEA • PPA autorizado por la ASEA • Programa de Protección Civil.	• Sistema de combate contra incendios. • Programa de Prevención de Accidentes • Programa Interno de Protección Civil	R2, R3 y R12
				EP	**2**	**C**				
				IA	**1**	**C**				
				DIP	**2**	**C**				
		2. Menor al requerido por la normatividad	**5**	**DP**	**1**	**C**	1. Incremento del riesgo no tolerable para la instalación. 2. Daños a la instalación por incendio y explosión de petrolíferos.	• Estudio SIL objetivo de acuerdo a la Norma IEC 61511 en etapa de operación. • NOM-002-STPS-2010.	• Diseño de seguridad de acuerdo al estudio SIL con las capas de protección necesarias de acuerdo al riesgo objetivo de la empresa.	R15.- Actualizar el estudio SIL en la etapa de operación dentro del ERA en operación para la ASEA.
				EP	**1**	**C**				
				IA	**1**	**C**				

Etapa del proyecto	**Diseño conceptual del proyecto**	**Equipo de trabajo**	**B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)**
Instalación	**Estación de descompresión de gas natural comprimido de Virtual Pipelines de México en invernaderos Agrizar.**	**Documentos de referencia**	**DFP, Filosofía de operación, DTIS**

F: Frecuencia	**MR: Matriz de Riesgo**	**DP: Daños al Personal**	**EP: Efecto a la Población**	**IA: Impacto Ambiental**	**DIP: Daños a Proceso-Instalación**

No.	Categoría o actividad	Desviaciones	F	MR	C	R	Riesgos o peligros	Requisitos legales	Protección de la instalación	Recomendaciones
				DIP	**1**	**B**	3. Multas y sanciones económicas a la empresa. 4. Incremento de la póliza de seguros y fianzas 5.- Lesiones al personal	• DACG's de la ASEA		

ANEXO 2

HOJAS DE TRABAJO HAZOP

Nodo 1. Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo.

CONDICIONES DE DISEÑO		
1	Presión máxima de succión en la PRS 2000	3626 Psi // 250 Bar // 255 Kg/cm²
2	Presión mínima de succión en la PRS 2000	400 Psi // 27.6 Bar // 28.1 Kg/cm²
3	Presión de descarga de la PRS 2000	87 Psi // 6 Bar // 6.12 Kg/cm²
4	Flujo máximo de PRS 2000	2,000 Sm³/hr
5	Presión de diseño en tubería de Baja Presión	137.10 Psi // 9.45 Bar // 9.64 Kg/cm²
6	Velocidad máxima del gas en tubería	23.65 m/s

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN

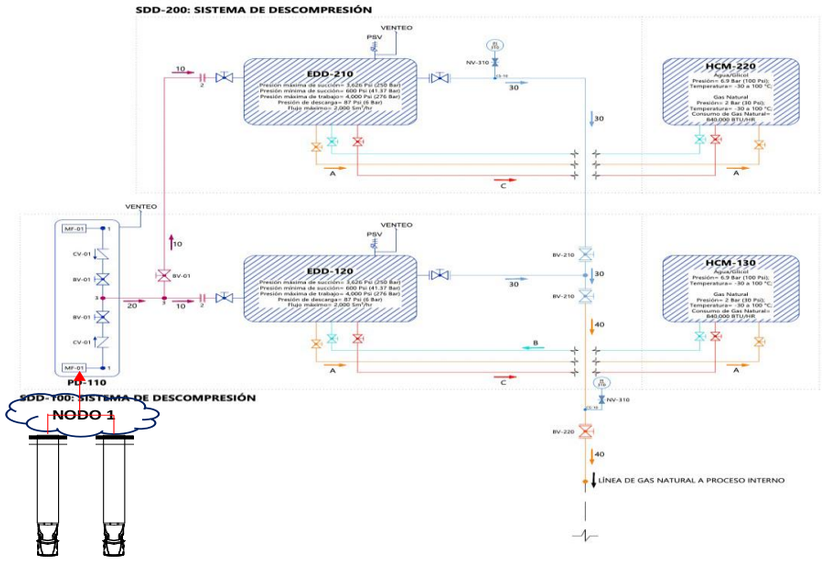
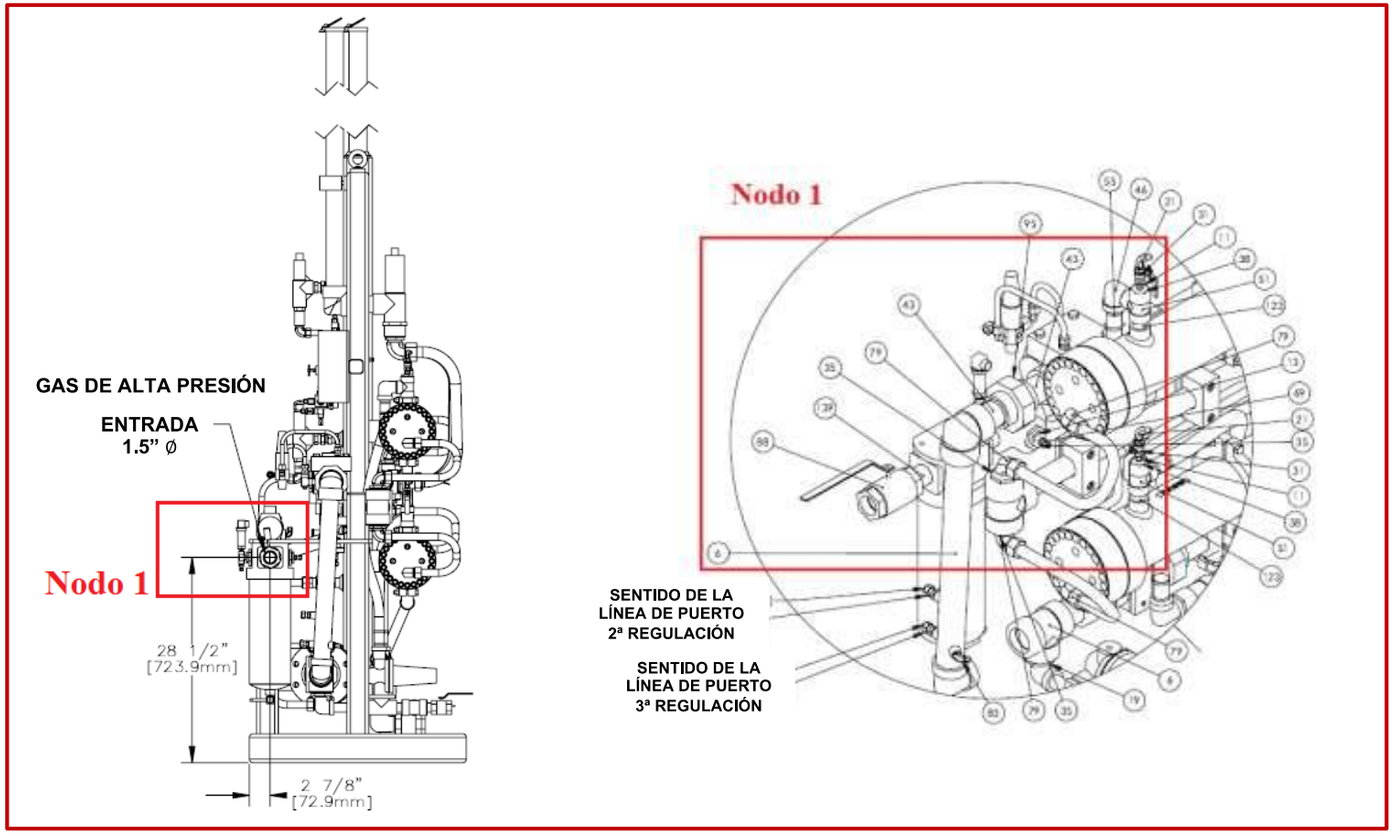


TABLA DE ELEMENTOS - ALTA PRESIÓN		
LÍNEA	NOMBRE	PRESIÓN DE OPERACIÓN
MF-01	MANIFOLD	3,626 PSI (250 BAR)
BV-01	VÁLVULA DE BOLA DE AC. AL CARBÓN CED. XXS DE #1 ½"	3,626 PSI (250 BAR)
CV-01	VÁLVULA DE RETORNO DE AC. AL CARBÓN CED. XXS DE #1 ½"	3,626 PSI (250 BAR)
1	CODO DE AC. AL CARBÓN CED. XXS DE #1 ½"	3,626 PSI (250 BAR)
2	TUERCA UNIÓN DE AC. AL CARBÓN CED. XXS DE #1 ½"	3,626 PSI (250 BAR)
3	TE DE AC. AL CARBÓN CED. XXS DE #1 ½"	3,626 PSI (250 BAR)

RESUMEN DE TUBERÍAS (ENFRIAMIENTO)		
LÍNEA	NOMBRE	ETIQUETA
A	GASODUCTO DE ACOMETIDA DE GAS NATURAL PARA 1 HCM	1"-GN-100#-ACA-CED40
B	GASODUCTO DE PROCESO DE AGUA CALIENTE PARA HCM	1.5"-CW-150#-AG1
C	GASODUCTO DE PROCESO DE AGUA FRÍA PARA HCM	1.5"-HW-150#-AG1

NOMBRE DE LA PERSONA FÍSICA, ART. 116 PRIMER PÁRRAFO DE LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Nodo 1. Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo.



Nodo 1. Hojas de trabajo HAZOP.

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3 c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
Parámetro: Presión										
1.1	Más	Más Presión	1. Tanques contenedores operando a mayor presión (falla humana al sobrecargar contenedores).	2	DP	2	**D**	1.- Sin consecuencias en nodo. Entrada de GNC a mayor presión hacia intercambiadores de calor 2- Fuga de Gas Natural a través de sellos y conexiones. 3.- Ruptura catastrófica de tubería/conexiones por sobre presión del sistema.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R1: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos. R2: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo.
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			
					DIP	2	**D**			
			2.- Falla en cierre de válvulas de control de flujo (normalmente cerrada) por falta de mantenimiento.	2	DP	2	**D**	1.- Sin consecuencias en nodo. Entrada temprana de gas natural al sistema. Analizado en nodo 2. 2- Fuga de Gas Natural a través de sellos y conexiones.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones.	R1, R2
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	2	**D**		• Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	
1.2	Menos	Menos Presión	1. Válvula manual para venteo abierta por descuido operacional	3	DP	3	**C**	1.- Fuga de gas natural con riesgo de nube inflamable y posible incendio y/o explosión.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R3: Revisión de válvulas manuales en posición correcta.
					EP	3	**C**			
					IA	3	**C**			
					DIP	3	**C**			
			2. Fuga a través de conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras.	2	DP	2	**D**	1.- Fuga de gas natural con riesgo de nube inflamable y posible incendio y/o explosión.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo.	R4: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control: Mangueras, conexiones y válvulas.
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo							**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.						**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población				**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	2	**D**		• Paro de emergencia manual.	
			3. Ruptura de mangueras o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor en semirremolque 7 golpe extremo	3	DP	4	**C**	1. Fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R5: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Anclado de tanque contenedor ocurrencia que incluya la de condiciones ambientales desfavorables, y actividades autorizadas en el área durante su descarga. R6: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: Mangueras, conexiones, alarmas y paro de emergencia.
					EP	4	**C**			
					IA	4	**C**			
					DIP	4	**C**			
			4. Presión de tanque contenedor por debajo de rango operativo en descarga / falla en apertura de válvula de tanque contenedor	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencia en nodo. Retardo en descarga de tanques contenedores	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo.	R7: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: descarga de tanques contenedores.
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo							**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.						**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población				**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	1	**D**		• Paro de emergencia manual.	
			5. Falla en acoplamiento / equipo al inicio de operaciones	3	DP	3	**C**	1. Fuga de material a la atmósfera.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R8: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Instalación y operación de equipo. R9: Uso de material no tóxico e inflamable compatible con material del equipo en test.
					EP	3	**C**			
					IA	3	**C**			
					DIP	3	**C**			
			6. Válvula manual (parcialmente) abierta en purga de tubería con nitrógeno.	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en el proceso	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R10: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Purga de tubería.
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo							**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.						**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población				**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
1.3	No	No presión	1.- Falla en apertura de válvulas en tanque contenedor	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en el nodo.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R6, R7
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
			2. Falla en acoplamiento / equipo al inicio de operaciones	2	DP	3	**C**	1. Fuga de gas natural al ambiente	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R8
					EP	3	**C**			
					IA	3	**C**			

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	3	**C**			
			3. Válvula manual cerrada en purga de tubería con nitrógeno	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencia en el nodo.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R10
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
Parámetro: Flujo										
1.4	Más	Más flujo	1. Desajuste / falla de válvula de control de flujo	2	DP	3	**C**	1. Posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC.	R1

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					EP	3	**C**	de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva.	• Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	
					IA	3	**C**			
					DIP	3	**C**			
			2. Regulador de flujo en set point incorrecto durante purga de tuberías con nitrógeno	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en el nodo.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R10
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
1.5	Menos	Menos flujo	1. Válvula de venteo manual abierta	3	DP	3	**C**	1. Fuga de GNC causando atmósfera inflamable / explosiva.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones.	R3
					EP	3	**C**			
					IA	3	**C**			
					DIP	3	**C**			

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo							**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.						**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población				**IA**: Impacto ambiental	**DIP**: Daños a la Producción/Instalación	
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
									• Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	
			2. Falla en conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras	2	DP	2	**D**	1. Fuga de gas natural con riesgo de incendio y explosión.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R11: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control: Mangueras, conexiones y Válvulas.
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			
					DIP	2	**D**			
			3. Ruptura de manguera o tuberías por desacoplamiento de tanque contenedor / golpe extremo	3	DP	4	**C**	1. Fuga de gas natural con riesgo de incendio / explosión. Daño material de equipo PRS 2000.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R12: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Anclado de tanque contenedor que incluya la ocurrencia de condiciones ambientales desfavorables, tales como sismos, hundimientos de tierra, etc.; actividades autorizadas en el área durante su descarga R6
					EP	4	**C**			
					IA	4	**C**			
					DIP	4	**C**			

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo							**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.						**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población				**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
			4. Presión de tanque contenedor por debajo de rango operativo en descarga / falla en apertura de válvula en tanque contenedor.	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en nodo. Descarga de tanques contendores a menor velocidad.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R7
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
			5. Falla en válvula reguladora de flujo	2	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en el nodo. Posible incremento de temperatura en primera etapa de descompresión: Analizado en nodo 2.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R13: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: PLC, válvula solenoide y reguladora de flujo.
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
			6. Falla en acoplamiento / equipo al inicio de operaciones	3	DP	3	**C**	1. Fuga de material a la atmósfera	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones.	R8, R9
					EP	3	**C**			
					IA	3	**C**			

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	3	**C**		• Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	
			7. Válvula manual parcialmente cerrada en purga de tubería con nitrógeno	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencia en el proceso	• Paro de emergencia manual	R10
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
1.6	No	No flujo	1. Válvula de descarga en tanque contenedor cerrada / falla	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencia en el nodo.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC.	R7
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
			2. Presión de descarga en tanque contenedor igual a presión en sistema PRS.	3	DP	2	**C**	1. Acumulación de gas natural en el sistema.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC.	R7 R14: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento
					EP	2	**C**			

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					IA	2	**C**		• Válvulas de venteo con flujo direccionado. • Paro de emergencia manual	preventivo a instrumentos de control y seguridad: válvulas de venteo.
					DIP	2	**C**			
			3. Válvula manual cerrada en purga de tubería con nitrógeno	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencia en el nodo.	• Paro de emergencia manual	R10
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
1.7	Inverso	Flujo inverso	1. Flujo de nitrógeno entrando por válvula manual venteo	1	DP	1	**D**	1. Operación normal en purga de tubería	• Paro de emergencia manual	R15: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: purga de sistema.
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
1.8	Temprano	Flujo temprano	1. Descarga de tanque contenedor antes de que el sistema de calentamiento se active ocasionado por falla en sistema de control	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en el nodo. CNG alcanza temperaturas criogénicas en el sistema: Analizado en nodo 3.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones.	R16: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento preventivo a instrumentos de control y seguridad: Ventiladores, PLC y sistema de alarmas.
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	1	**D**		• Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	
1.9	Retardado	Flujo retardado	1. Demora en la descarga de tanque contenedor	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencia en el proceso	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R7
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
Parámetro: Temperatura										
1.10	Más	Más temperatura	1.- Condiciones atmosféricas adversas que generan sobrecalentamiento de tanque contenedor.	1	DP	1	**D**	1. Sobrepresión en mangueras y conexiones de poste de descarga. Aumento de temperatura en primera etapa de descompresión: Analizado en nodo 2.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R17: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: Descarga de tanque contenedor. Operación bajo condiciones climáticas adversas.
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
1.11	Menos	Menos Temperatura	1. Condiciones atmosféricas adversas.	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en el nodo. Temperatura en descarga de primera etapa de descompresión menor a intención de diseño: Analizado en nodo 2.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R17.
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	2	**D**			
			2. Tasa de descarga en PRS mayor a 2,000 m^3/h	3	DP	4	**C**	1. Fuga de material por falla en integridad física de conexiones por operación a temperaturas criogénicas.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R18: Seguimiento estricto a los programas de capacitación y difusión de los procedimientos operativos: descarga de tanque contenedor y operación de PRS.
					EP	4	**C**			
					IA	4	**C**			
					DIP	4	**D**			
Parámetro: Mantenimiento										
1.12	Menos	Menos mantenimiento	1.- Fallas válvula de control de flujo, medidores de presión, medidores de	3	DP	1	**D**			R13.

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
			temperatura, debido a desgastes internos o ruptura de algún elemento interno o de control (solenoides, elastómeros, etc).		EP	1	**D**	1.- Fuga de gas natural a la atmósfera	• Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo.	
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
Parámetro: Corrosión										
1.13	Más	Más corrosión	1. El personal de mantenimiento no se encuentra capacitado y aplica de manera ineficiente el programa.	1	DP	3	**D**	1.- Falla de las válvulas medidoras de presión, temperatura y accesorios PRS.	• Paro de emergencia manual.	R13
					EP	3	**D**			
					IA	3	**D**			
					DIP	3	**D**			
			2.- Incremento de la humedad relativa en el medio ambiente.	2	DP	3	**C**	1.- Incremento en la corrosión galvánica externa e interna ocasionando agrietamiento con	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC.	R19: Validar los procedimientos de pruebas no destructivas para equipos y tuberías para determinar la certeza

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					EP	3	**C**	fractura causando posible fuga de gas natural a la atmósfera:	• Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	sobre la integridad mecánica y protección catódica del mismo. R20: Realizar un análisis de integridad a equipos y accesorios antes de iniciar operaciones mediante organismos certificados.
					IA	3	**C**			
					DIP	3	**C**			
Parámetro: Pruebas (Integridad mecánica)										
1.14	No	Material incorrecto	1. Material fuera de especificaciones y sin la calidad solicitada, lo que ocasiona agrietamiento por fatiga de material, o agrietamiento inducido por nitrógeno.	2	DP	3	**D**	1.- Agrietamiento de material con fractura causando posible fuga de gas natural con riesgo de nube inflamable y posible incendio y/o explosión.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R20: Seguimiento estricto a los programas de los mantenimientos de las líneas y equipos, así como el programa anual de medición de espesores en líneas y equipos
					EP	3	**D**			
					IA	3	**D**			
					DIP	3	**C**			
Parámetro: Errores Humanos										
1.15	Otro que	1.- Sin de capacitación		2	DP	3	**C**	1.- Afecta la operación por ineficiencias en el proceso de		R21: Seguimiento estricto a los programas de la capacitación técnica a

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
			1. Errores operativos en el cierre de válvulas al inicio y durante el proceso de descompresión.		EP	3	C	descompresión por Ineficiencia en descarga y demoras. 2.- Puede ocasionar flujo inverso ocasionando posible fuga de gas natural con riesgo de Exposición a nube inflamable, incendio y/o explosión.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	los empleados de nuevo ingresos mediante la certificación de capacidades y habilidades.
					IA	3	C			
					DIP	3	C			
Parámetro: Agentes Externos										
1.16	Además de	1.- Sin seguridad y vigilancia	1. Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada.	4	DP	3	C	1.- Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión. 2.- Lesiones al personal operativo.	• Barreras físicas (Bardas y muros). • Sistema de vigilancia en los accesos de la instalación. • Sistema circuito cerrado de televisión.	R22.- Evaluar la efectividad de la barrera física perimetral existente para salvaguardar la integridad física de la instalación. R23.- Evaluar la protección de las instalaciones por empresas de seguridad privada o pública.
					EP	3	C			
					IA	3	C			
					DIP	4	C			
		2.- Fenómenos Climáticos		3	DP	2	C			

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
			1.- Caída de una tormenta eléctrica que mediante un rayo ocasione daños a los semirremolques estacionados y PSR.		EP	2	**C**	1.- Puede ocasionar posible incendio y/o explosión de gas natural en los semirremolques. 2.- Contaminación al ambiente por las emisiones de gases de combustión y arrastre de petrolíferos.	• Sistema de tierras en los equipos e instalación de la planta. • Equipos contra incendios. • Personal entrenado en controlar la emergencia.	
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			
			2.- Inundación en el patio de descarga de los semirremolques de GNC y PSR.	3	DP	2	**C**	1.- Suspensión de suministro de gas natural a invernaderos de AGRIZAR.	• Drenaje pluvial	R24: Seguimiento estricto a los programas de mantenimiento en el desazolve del drenaje pluvial predio a la temperada de lluvias.
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			
		3.- Fenómenos geológicos	1.- Sismo de magnitud igual o mayor a 7 grados escala de Richter.	2	DP	2	**D**	1.- Daños estructurales a la infraestructura de la planta.	• Bajo nivel de intensidad sísmica histórica en la zona. • Programa de Prevención de Accidentes.	
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			
					DIP	3	**D**			
				3	DP	2	**C**			

Nodo 1: Descarga del semirremolque a través del poste de descarga integrado al módulo							**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Intención de diseño: Recepción de GNC de 2 tanques contenedores de fibra de carbono con capacidad de 2,000 Sm^3c/u @ 3,600 Psi en tomas de recepción de 1 ½ pulgadas de diámetro a una presión de 3,600 Psi y temperatura ambiente. El poste de descarga cuenta con mangueras de descarga con flujo nominal de 2,000 nm^3/h c/u.						**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Desregulación, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población				**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
			2.- Hundimientos de terreno que puede causar movimiento o tensión de los semirremolques de GNC.		EP	2	**C**	1.- Hundimientos de las de la infraestructura con posibles daños estructurales.	• Diseño de acuerdo al nivel de hundimiento. • Estudio de mecánica de suelos.	
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			
		4.- Errores en la logística en el abastecimiento y recepción de GNC.	1.- Colisión o choque de dos semirremolques al estarse estacionando en el área de descarga.	3	DP	2	**C**	1.- Daño a las instalaciones que pudiera ocasionar fuga de gas natural con efectos de incendio y explosión.	• Diseño de área con evaluación de radios de giros plano (VPM-MR LUCKY-ERG-01-23042021-A). • Señalamientos y vías libres de obstrucción. • Equipos contra incendios. • Personal entrenado en controlar la emergencia. • Programa de Prevención de accidentes.	
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			

Nodo 2. Calentamiento de GNC a alta presión.

CONDICIONES DE DISEÑO		
1	Presión máxima de succión en la PRS 2000	3626 Psi // 250 Bar // 255 Kg/cm²
2	Presión mínima de succión en la PRS 2000	400 Psi // 27.6 Bar // 28.1 Kg/cm²
3	Presión de descarga de la PRS 2000	87 Psi // 6 Bar // 6.12 Kg/cm²
4	Flujo máximo de PRS 2000	2,000 Sm³/hr
5	Presión de diseño en tubería de Baja Presión	137.10 Psi // 9.45 Bar // 9.64 Kg/cm²
6	Velocidad máxima del gas en tubería	23.65 m/s

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN

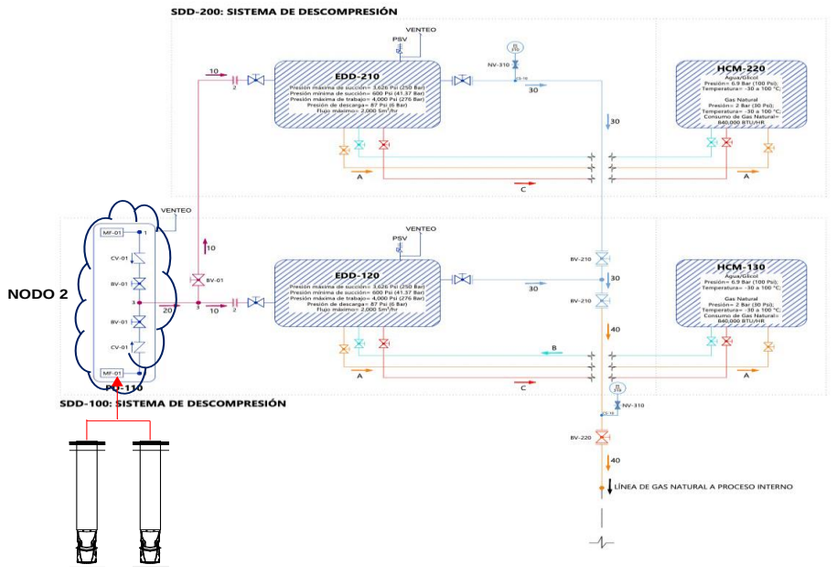


TABLA DE ELEMENTOS - ALTA PRESIÓN		
LÍNEA	NOMBRE	PRESIÓN DE OPERACIÓN
MF-01	MANIFOLD	3,626 PSI (250 BAR)
BV-01	VÁLVULA DE BOLA DE AC. AL CARBÓN CED. XXS DE #1 ½"	3,626 PSI (250 BAR)
CV-01	VÁLVULA DE RETORNO DE AC. AL CARBÓN CED. XXS DE #1 ½"	3,626 PSI (250 BAR)
1	CODO DE AC. AL CARBÓN CED. XXS DE #1 ½"	3,626 PSI (250 BAR)
2	TUERCA UNIÓN DE AC. AL CARBÓN CED. XXS DE #1 ½"	3,626 PSI (250 BAR)
3	TE DE AC. AL CARBÓN CED. XXS DE #1 ½"	3,626 PSI (250 BAR)

RESUMEN DE TUBERÍAS (ENFRIAMIENTO)		
LÍNEA	NOMBRE	ETIQUETA
A	GASODUCTO DE ACOMETIDA DE GAS NATURAL PARA 1 HCM	1"-GN-100#-ACA-CED40
B	GASODUCTO DE PROCESO DE AGUA CALIENTE PARA HCM	1.5"-CW-150#-AG1
C	GASODUCTO DE PROCESO DE AGUA FRÍA PARA HCM	1.5"-HW-150#-AG1

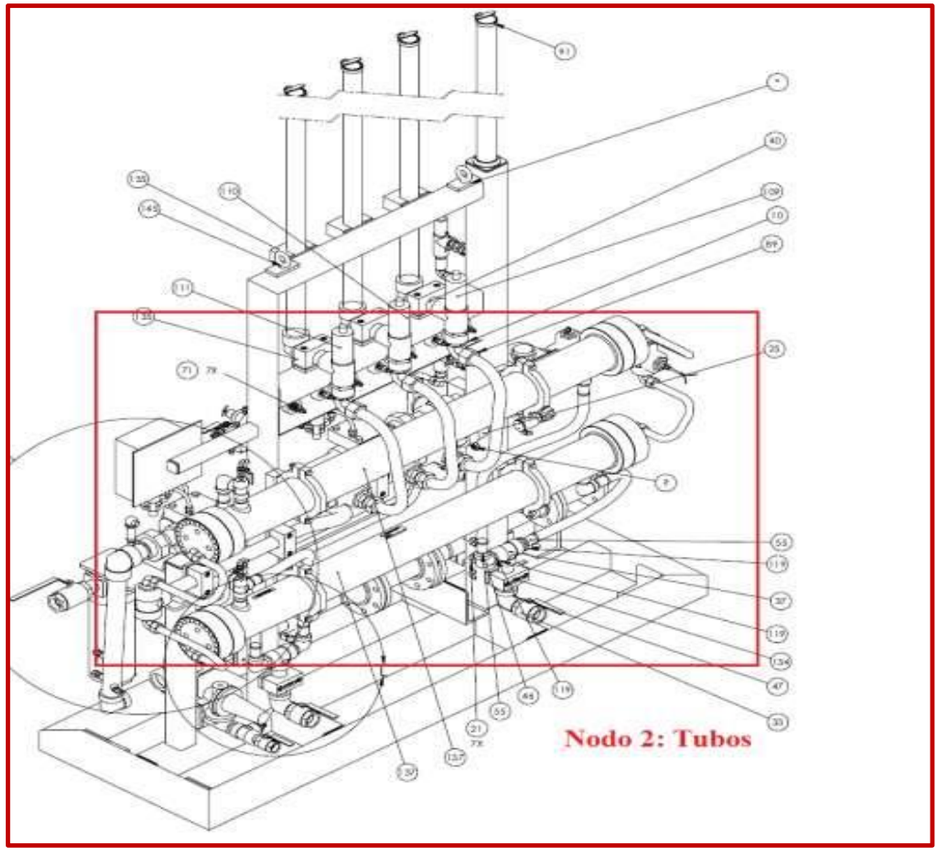
TABLA DE	
CLAVE	DESCRIP
PD-110	PANEL DE DESCARGA DE GAS PRESIÓN MÁX. DE DESCARGA= 3,626 PSI (2 600 PSI (41.37 BAR); PRESIÓN DE DE FLUJO MÁXIMO= 2,000
EDD-120	EQUIPO DE DESCOMPRESIÓN DE GAS NA DE SUCCIÓN= 3,626 PSI (250 BAR); PR (41.37 BAR); PRESIÓN DE DE FLUJO MÁXIMO=
EDD-210	EQUIPO DE DESCOMPRESIÓN DE GAS NA DE SUCCIÓN= 3,626 PSI (250 BAR); PR (41.37 BAR); PRESIÓN DE DE FLUJO MÁXIMO=

TABLA DE ELEMENT	
CLAVE	CANTIDAD / D
BV-210	VÁLVULA DE AISLAMIENTO T
BV-220	VÁLVULA DE AISLAMIENTO T
CS-10	THREADOLET DE ACERO AL CA
BBV-310	VALVULA DE BLOQUE Y IN-OUT: Ø 2 " NPT-M/F, BR
FI-310	MANÓMETRO DE PRESIÓN (0/1
1	BRIDA WN PARA SOLDAR DE 3" DIAM. NO CARA REALZADA R.F., ESPEC. ASTM A-10
2	BRIDA WN PARA SOLDAR DE 4" DIAM. NO CARA REALZADA R.F., ESPEC. ASTM A-19
3	CODO 90° R.L. DE 3" DIAM. NOM. DE EXTREMOS BISELADOS, ESPC. ASTM A-234
4	CODO 90° R.L. DE 4" DIAM. NOM. DE EXTREMOS BISELADOS, ESPC. ASTM A-234
5	REDUCCIÓN CONCÉNTRICA DE 4" X 3"

RESUMEN	
LÍNEA	NOMBRE
10	TUBERÍA DE ACOMETIDA DE 1 EQUIPO DE DESCOMPRESIÓN DE G.N.C. (ALTA & BAJA PRESIÓN)
20	TUBERÍA DE ACOMETIDA DE 2 EQUIPOS DE DESCOMPRESIÓN DE G.N.C. (ALTA & BAJA PRESIÓN)
30	TUBERÍA DE DESCARGA DE 1 EQUIPO DE DESCOMPRESIÓN DE G.N. (BAJA PRESIÓN)
40	TUBERÍA DE DESCARGA DE 2 EQUIPOS DE DESCOMPRESIÓN DE G.N. (BAJA PRESIÓN)

[redacted]
NOMBRE DE LA PERSONA FÍSICA, ART. 116 PRIMER PÁRRAFO DE LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Nodo 2. Calentamiento de GNC a alta presión.



Nodo 2. Hojas de trabajo HAZOP.

Nodo 2: Flujo de gas de alta presión GNC desde válvula de recepción hacia intercambiadores de calor y filtro coalescente.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Después de la recepción de GNC, el gas fluye a través de dos intercambiadores de calor conectados en paralelo. El sistema opera entre 10 y 40 °C a la descarga de la tercera etapa de descompresión. Después de los intercambiadores de calor, el GNC pasa a través de filtro coalescente. Tubos con diámetro de 1⁄2” en acero SA-516. Coraza de 9.5” con boquillas de 1 3⁄4” interior en acero SA-516.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
Parámetro: Presión										
2.1	Más	Más Presión	1. Desajuste de válvula reguladora de flujo por falta de mantenimiento en línea.	2	DP	1	**D**	1.- Sin consecuencias en nodo. Entrada de GNC a mayor presión hacia intercambiadores de calor.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
			2.- Tanques contenedores operando a mayor presión.	2	DP	1	**D**	1.- Sin consecuencias en nodo. Entrada de GNC a mayor presión hacia intercambiadores de calor.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R1
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			

Nodo 2: Flujo de gas de alta presión GNC desde válvula de recepción hacia intercambiadores de calor y filtro coalescente.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Después de la recepción de GNC, el gas fluye a través de dos intercambiadores de calor conectados en paralelo. El sistema opera entre 10 y 40 °C a la descarga de la tercera etapa de descompresión. Después de los intercambiadores de calor, el GNC pasa a través de filtro coalescente. Tubos con diámetro de 1⁄2" en acero SA-516. Coraza de 9.5" con boquillas de 1 3⁄4" interior en acero SA-516.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
			3. Sobrecalentamiento de GNC en HEX-301/302.	3	DP	2	**C**	1. Posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio/atmósfera explosiva.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R1
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			
			4. Obstrucción en filtro coalescente antes de válvula reductora de presión.	3	DP	2	**C**	1. Sobrepresión del sistema e incremento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor HEX-301-302 causando posible fuga a través de sellos, bridas o conexiones.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R25: Ejecución oportuna del programa de mantenimiento preventivo filtro coalescente.
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			
2.2	Menos	Menos Presión		2	DP	1	**D**			R1, R11

Nodo 2: Flujo de gas de alta presión GNC desde válvula de recepción hacia intercambiadores de calor y filtro coalescente.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Después de la recepción de GNC, el gas fluye a través de dos intercambiadores de calor conectados en paralelo. El sistema opera entre 10 y 40 °C a la descarga de la tercera etapa de descompresión. Después de los intercambiadores de calor, el GNC pasa a través de filtro coalescente. Tubos con diámetro de 1⁄2" en acero SA-516. Coraza de 9.5" con boquillas de 1 3⁄4" interior en acero SA-516.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
			1. Falla eléctrica /Desajuste de la válvula de recepción de sistema PRS.		EP	1	**D**	1.- Posible aumento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor por falla en respuesta de HCM. Un aumento excesivo de temperatura podría ocasionar sobrepresión y fuga de GN.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Válvulas de venteo después de válvula reductora de presión en primera etapa • Paro automático de sistema de calentamiento ante alarma por alta temperatura de gas.	
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
			2. Falla en conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras.	1	DP	2	**D**	1.- Fuga de gas natural que puede ocasionar una atmosfera inflamable y/o explosiva.	• Sistema de control de tipo PID del equipo. • Paro automático de sistema de calentamiento ante alarma por alta temperatura de gas. • Sistema de control de tipo PID del equipo. • Paro de emergencia.	R11.
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			
					DIP	2	**D**			
2.3	No	No presión	1.- Falla en apertura de válvulas en tanque contenedor	2	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en el nodo.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones.	R6, R7
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			

Nodo 2: Flujo de gas de alta presión GNC desde válvula de recepción hacia intercambiadores de calor y filtro coalescente.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Después de la recepción de GNC, el gas fluye a través de dos intercambiadores de calor conectados en paralelo. El sistema opera entre 10 y 40 °C a la descarga de la tercera etapa de descompresión. Después de los intercambiadores de calor, el GNC pasa a través de filtro coalescente. Tubos con diámetro de 1⁄2" en acero SA-516. Coraza de 9.5" con boquillas de 1 3⁄4" interior en acero SA-516.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	1	**D**		• Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	
			2. Falla en acoplamiento / equipo al inicio de operaciones	2	DP	3	**C**	1. Fuga de gas natural al ambiente	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R8
					EP	3	**C**			
					IA	3	**C**			
					DIP	3	**C**			
			3. Válvula manual HV-301 cerrada en purga de tubería con nitrógeno	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencia en el nodo.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R10
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			

Nodo 2: Flujo de gas de alta presión GNC desde válvula de recepción hacia intercambiadores de calor y filtro coalescente.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Después de la recepción de GNC, el gas fluye a través de dos intercambiadores de calor conectados en paralelo. El sistema opera entre 10 y 40 °C a la descarga de la tercera etapa de descompresión. Después de los intercambiadores de calor, el GNC pasa a través de filtro coalescente. Tubos con diámetro de 1⁄2" en acero SA-516. Coraza de 9.5" con boquillas de 1 3⁄4" interior en acero SA-516.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
Parámetro: Flujo										
2.4	Más	Más flujo	1. Desajuste / falla de válvula de control de flujo a entrada de PRS por falta de mantenimiento.	3	DP	1	**D**	1. Posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva.	• Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro de emergencia manual.	R10
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
			2. Regulador de flujo en set point incorrecto durante purga de tuberías con nitrógeno	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en el nodo.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R10
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
2.5	Menos	Menos flujo	1. Válvula de venteo manual en filtro parcialmente abierta	3	DP	2	**C**	1. Fuga de GNC causando atmósfera inflamable / explosiva.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC.	R3
					EP	2	**C**			

Nodo 2: Flujo de gas de alta presión GNC desde válvula de recepción hacia intercambiadores de calor y filtro coalescente.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Después de la recepción de GNC, el gas fluye a través de dos intercambiadores de calor conectados en paralelo. El sistema opera entre 10 y 40 °C a la descarga de la tercera etapa de descompresión. Después de los intercambiadores de calor, el GNC pasa a través de filtro coalescente. Tubos con diámetro de 1⁄2" en acero SA-516. Coraza de 9.5" con boquillas de 1 3⁄4" interior en acero SA-516.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					IA	2	**C**		• Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	
					DIP	2	**C**			
			2. Falla en conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras	2	DP	3	**C**	1. Fuga de gas natural con riesgo de incendio y explosión.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R1
					EP	3	**C**			
					IA	3	**C**			
					DIP	3	**C**			
			3. Presión de tanque contenedor por debajo de rango operativo en descarga / falla en apertura de válvula en tanque contenedor.	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en nodo. Descarga de tanques contendores a menor velocidad.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo.	R7
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			

Nodo 2: Flujo de gas de alta presión GNC desde válvula de recepción hacia intercambiadores de calor y filtro coalescente.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Después de la recepción de GNC, el gas fluye a través de dos intercambiadores de calor conectados en paralelo. El sistema opera entre 10 y 40 °C a la descarga de la tercera etapa de descompresión. Después de los intercambiadores de calor, el GNC pasa a través de filtro coalescente. Tubos con diámetro de 1⁄2" en acero SA-516. Coraza de 9.5" con boquillas de 1 3⁄4" interior en acero SA-516.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
									• Paro de emergencia manual.	
			4. Taponamiento de filtro coalescente por falta de mantenimiento.	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en el nodo. Posible incremento de presión en nodo 1: Analizado en nodo 1.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Alarma por presión fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R8
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
			5. Falla en acoplamiento/equipo al inicio de operaciones.	2	DP	1	**D**	1. Fuga de material a la atmósfera.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R13
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
			6. Válvula manual en filtro coalescente parcialmente cerrada en purga de tubería con nitrógeno.	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en el proceso.	• Paro de emergencia manual	R8
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			

Nodo 2: Flujo de gas de alta presión GNC desde válvula de recepción hacia intercambiadores de calor y filtro coalescente.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Después de la recepción de GNC, el gas fluye a través de dos intercambiadores de calor conectados en paralelo. El sistema opera entre 10 y 40 °C a la descarga de la tercera etapa de descompresión. Después de los intercambiadores de calor, el GNC pasa a través de filtro coalescente. Tubos con diámetro de 1⁄2" en acero SA-516. Coraza de 9.5" con boquillas de 1 3⁄4" interior en acero SA-516.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	1	**D**			
2.6	No	No flujo	1. Válvula de descarga en tanque contenedor cerrada/Falla en válvula de control de flujo. Analizado en nodo 1.	3	DP	2	**C**	1. Acumulación de gas natural en el sistema. Posible fuga de gas natural.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Válvulas de venteo con flujo direccionado. • Paro de emergencia manual.	R7, R14
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			
			2. Presión de descarga en nodo igual a presión en entrada de nodo.	3	DP	2	**C**	1. Acumulación de gas natural en el sistema. Posible fuga de gas natural.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Válvulas de venteo con flujo direccionado. • Paro de emergencia manual.	R7, R14
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			
			3. Válvula manual en filtro coalescente cerrada en purga de tubería con nitrógeno.	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencia en el nodo.	• Paro de emergencia manual	R10
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			

Nodo 2: Flujo de gas de alta presión GNC desde válvula de recepción hacia intercambiadores de calor y filtro coalescente.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Después de la recepción de GNC, el gas fluye a través de dos intercambiadores de calor conectados en paralelo. El sistema opera entre 10 y 40 °C a la descarga de la tercera etapa de descompresión. Después de los intercambiadores de calor, el GNC pasa a través de filtro coalescente. Tubos con diámetro de 1⁄2" en acero SA-516. Coraza de 9.5" con boquillas de 1 3⁄4" interior en acero SA-516.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	1	**D**			
2.7	Inverso	Flujo inverso	1. Flujo de nitrógeno entrando por válvula manual venteo	1	DP	1	**D**	1. Operación normal en purga de tubería	• Paro de emergencia manual	R15
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
2.8	Temprano	Flujo temprano	1. Descarga de tanque contenedor antes de que el sistema de calentamiento se encuentre listo para operar.	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en el nodo. CNG alcanza temperaturas criogénicas en el sistema: Analizado en nodo 3.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R16
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
2.9	Retardado	Flujo retardado	1. Demora en la descarga de tanque contenedor	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencia en el proceso	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC.	R7
					EP	1	**D**			

Nodo 2: Flujo de gas de alta presión GNC desde válvula de recepción hacia intercambiadores de calor y filtro coalescente.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Después de la recepción de GNC, el gas fluye a través de dos intercambiadores de calor conectados en paralelo. El sistema opera entre 10 y 40 °C a la descarga de la tercera etapa de descompresión. Después de los intercambiadores de calor, el GNC pasa a través de filtro coalescente. Tubos con diámetro de 1⁄2" en acero SA-516. Coraza de 9.5" con boquillas de 1 3⁄4" interior en acero SA-516.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					IA	1	**D**		• Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	
					DIP	1	**D**			
Parámetro: Temperatura										
2.10	Más	Más temperatura	1.- Menor flujo de gas natural por falla en válvula de control de flujo.	2	DP	2	**D**	1. Posible sobrepresión del sistema causando fuga de GN a través de sellos o conexiones.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R1
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			
					DIP	2	**D**			
			2. Mayor flujo/temperatura de refrigerante proveniente del HCM.	3	DP	3	**C**	1. Sobrepresión del sistema e incremento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor HEX-301-302 causando posible fuga	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones.	R1, R11
					EP	3	**C**			
					IA	3	**C**			

Nodo 2: Flujo de gas de alta presión GNC desde válvula de recepción hacia intercambiadores de calor y filtro coalescente.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Después de la recepción de GNC, el gas fluye a través de dos intercambiadores de calor conectados en paralelo. El sistema opera entre 10 y 40 °C a la descarga de la tercera etapa de descompresión. Después de los intercambiadores de calor, el GNC pasa a través de filtro coalescente. Tubos con diámetro de 1⁄2" en acero SA-516. Coraza de 9.5" con boquillas de 1 3⁄4" interior en acero SA-516.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	3	**C**	a través de sellos, bridas o conexiones.	• Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	
			3. Falla en medidores de temperatura en primera etapa de descompresión.	3	DP	2	**C**	1 sobrepresión del sistema e incremento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor HEX-301-302 causando posible fuga a través de sellos, bridas o conexiones.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R11
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			
			4. Menor flujo de gas natural por obstrucción en filtro coalescente.	3	DP	2	**C**	1. Sobrepresión del sistema e incremento de temperatura a la salida de intercambiadores de calor HEX-301-302 causando posible fuga a través de sellos, bridas o conexiones.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			

Nodo 2: Flujo de gas de alta presión GNC desde válvula de recepción hacia intercambiadores de calor y filtro coalescente.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Después de la recepción de GNC, el gas fluye a través de dos intercambiadores de calor conectados en paralelo. El sistema opera entre 10 y 40 °C a la descarga de la tercera etapa de descompresión. Después de los intercambiadores de calor, el GNC pasa a través de filtro coalescente. Tubos con diámetro de 1⁄2" en acero SA-516. Coraza de 9.5" con boquillas de 1 3⁄4" interior en acero SA-516.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
2.11	Menos	Menos Temperatura	1. Falla en válvula de control de flujo ocasionando mayor flujo de GNC en intercambiadores de calor HX-301 a 302.	2	DP	1	D	1. Posible sobrepresión en el sistema y temperatura por debajo de la intención de diseño. Fuga de gas natural.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R11.
					EP	1	D			
					IA	1	D			
					DIP	2	D			
			2. Menor flujo / temperatura de refrigerante proveniente de HCM por falla en medidores de temperatura en primera etapa de descompresión.	3	DP	4	C	1. Disminución de temperatura en el sistema fuera de rangos de diseño. Posible daño a resistencia de material de intercambiadores de calor.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	4	C			
					IA	4	C			
					DIP	4	C			
			3. Pérdida de transferencia de calor por fouling en intercambiadores de calor.	2	DP	3	C	1. Temperatura fuera de intención de diseño causando fuga de gas natural.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC.	R26: Ejecución oportuna de los programas de mantenimiento a intercambiadores de calor.
					EP	3	C			

Nodo 2: Flujo de gas de alta presión GNC desde válvula de recepción hacia intercambiadores de calor y filtro coalescente.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Después de la recepción de GNC, el gas fluye a través de dos intercambiadores de calor conectados en paralelo. El sistema opera entre 10 y 40 °C a la descarga de la tercera etapa de descompresión. Después de los intercambiadores de calor, el GNC pasa a través de filtro coalescente. Tubos con diámetro de 1⁄2" en acero SA-516. Coraza de 9.5" con boquillas de 1 3⁄4" interior en acero SA-516.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental	**DIP**: Daños a la Producción/Instalación	
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					IA	3	**C**	2. El mismo escenario genera ruptura de tubería por falla de material y fuga de gas natural. 3. Mayor consumo de gas natural en HCM para alcanzar temperatura de operación.	• Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	
					DIP	3	**C**			
			4. Falla en la integridad física de uno de los intercambiadores de calor HEX-301 a 302 por corrosión.	2	DP	4	**C**	1. Disminución de temperatura en el sistema que causa congelamiento y fractura del sistema con fuga de material a través de conexiones/sellos.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Material de construcción en acero SA-516 para trabajo en alta presión y adecuado para la temperatura de operación. • Sistema HCV con sistema de control PID acoplado a PRS. • Paro automático del sistema por presiones/temperaturas fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	R26 R27: Instalación de ánodos de sacrificio y tierra física.
					EP	4	**C**			
					IA	4	**C**			
					DIP	4	**C**			
			5. Falla de HCM. Escenario analizado en nodo 5.	3	DP	2		1. Mismo escenario con fuga adicional a través de intercambiador con falla.	• Material de construcción en acero SA-516 para trabajo en alta presión y	R26
					EP	2				

Nodo 2: Flujo de gas de alta presión GNC desde válvula de recepción hacia intercambiadores de calor y filtro coalescente.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Después de la recepción de GNC, el gas fluye a través de dos intercambiadores de calor conectados en paralelo. El sistema opera entre 10 y 40 °C a la descarga de la tercera etapa de descompresión. Después de los intercambiadores de calor, el GNC pasa a través de filtro coalescente. Tubos con diámetro de 1⁄2" en acero SA-516. Coraza de 9.5" con boquillas de 1 3⁄4" interior en acero SA-516.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					IA	2			adecuado para la temperatura de operación. • Paro automático del sistema por presiones/temperaturas fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	
					DIP	2				
Parámetro: Mantenimiento										
2.12	Menos	Menos mantenimiento	1.- Fallas válvula de control de flujo, medidores de presión, medidores de temperatura, debido a desgastes internos o ruptura de algún elemento interno o de control (solenoides, elastómeros, etc).		1.- Fuga de gas natural a la atmósfera. Analizado en nodo 1.					
Parámetro: Corrosión										
2.13	Más	Más corrosión	1. El personal de mantenimiento no se encuentra capacitado y aplica de manera ineficiente el programa.		Analizado en nodo 1					
			2.- Incremento de la humedad relativa en el medio ambiente.		Analizado en nodo 1					
Parámetro: Pruebas (Integridad mecánica)										

Nodo 2: Flujo de gas de alta presión GNC desde válvula de recepción hacia intercambiadores de calor y filtro coalescente.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Después de la recepción de GNC, el gas fluye a través de dos intercambiadores de calor conectados en paralelo. El sistema opera entre 10 y 40 °C a la descarga de la tercera etapa de descompresión. Después de los intercambiadores de calor, el GNC pasa a través de filtro coalescente. Tubos con diámetro de 1⁄2" en acero SA-516. Coraza de 9.5" con boquillas de 1 3⁄4" interior en acero SA-516.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
2.14	No	Material incorrecto	1. Material fuera de especificaciones y sin la calidad solicitada, lo que ocasiona agrietamiento por fatiga de material, o agrietamiento inducido por nitrógeno.	Analizado nodo 1.						
Parámetro: Errores Humanos										
2.15	Otro que	1.- Sin de capacitación	1. Errores operativos en el cierre de válvulas al inicio y durante el proceso de descompresión.	Analizado en nodo 1.						
Parámetro: Agentes Externos										
2.16	Además de	1.- Sin seguridad y vigilancia	1. Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada.	Analizado en nodo 1.						
		2.- Fenómenos Climáticos	1.- Caída de una tormenta eléctrica que mediante un rayo ocasione daños a los semirremolques estacionados y PSR.	Analizado en nodo 1.						
			2.- Inundación en el patio de descarga de los semirremolques de GNC y PSR.	Analizado nodo 1.						

Nodo 2: Flujo de gas de alta presión GNC desde válvula de recepción hacia intercambiadores de calor y filtro coalescente.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Después de la recepción de GNC, el gas fluye a través de dos intercambiadores de calor conectados en paralelo. El sistema opera entre 10 y 40 °C a la descarga de la tercera etapa de descompresión. Después de los intercambiadores de calor, el GNC pasa a través de filtro coalescente. Tubos con diámetro de 1⁄2" en acero SA-516. Coraza de 9.5" con boquillas de 1 3⁄4" interior en acero SA-516.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
		3.- Fenómenos geológicos	1.- Sismo de magnitud igual o mayor a 7 grados escala de Richter.	Analizado en nodo 1.						
			2.- Hundimientos de terreno que puede causar movimiento o tensión en la PSR.	Analizado en nodo 1.						

Nodo 3. Válvulas reductoras de presión y descarga de GN

CONDICIONES DE DISEÑO		
1	Presión máxima de succión en la PRS 2000	3626 Psi // 250 Bar // 255 Kg/cm²
2	Presión mínima de succión en la PRS 2000	400 Psi // 27.6 Bar // 28.1 Kg/cm²
3	Presión de descarga de la PRS 2000	87 Psi // 6 Bar // 6.12 Kg/cm²
4	Flujo máximo de PRS 2000	2,000 Sm³/hr
5	Presión de diseño en tubería de Baja Presión	137.10 Psi // 9.45 Bar // 9.64 Kg/cm²
6	Velocidad máxima del gas en tubería	23.65 m/s

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN

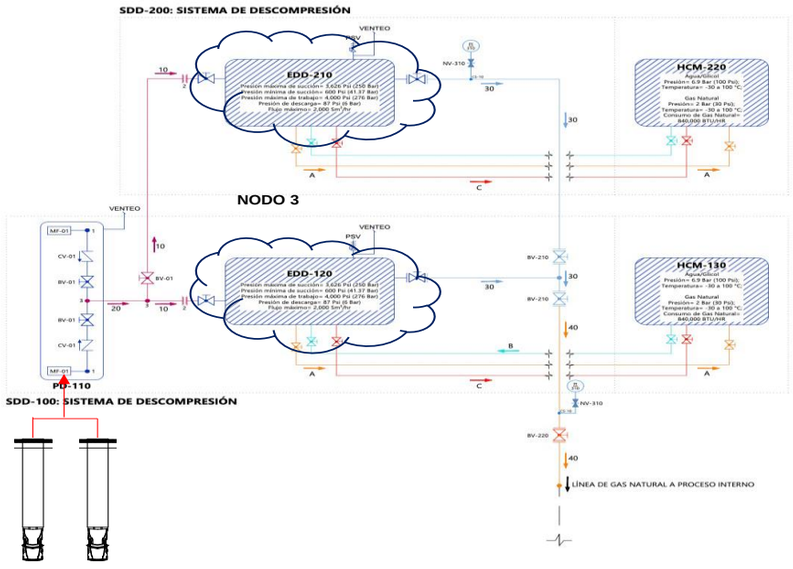


TABLA DE ELEMENTOS - ALTA PRESIÓN			
LÍNEA	NOMBRE	PRESIÓN DE OPERACIÓN	
MF-01	MANIFOLD	3,626 PSI (250 BAR)	
BV-01	VÁLVULA DE BOLA DE AC. AL CARBÓN CED. XXS DE #1 ½"	3,626 PSI (250 BAR)	
CV-01	VÁLVULA DE RETORNO DE AC. AL CARBÓN CED. XXS DE #1 ½"	3,626 PSI (250 BAR)	
1	CODO DE AC. AL CARBÓN CED. XXS DE #1 ½"	3,626 PSI (250 BAR)	
2	TUERCA UNIÓN DE AC. AL CARBÓN CED. XXS DE #1 ½"	3,626 PSI (250 BAR)	
3	TE DE AC. AL CARBÓN CED. XXS DE #1 ½"	3,626 PSI (250 BAR)	

RESUMEN DE TUBERÍAS (ENFRIAMIENTO)		
LÍNEA	NOMBRE	ETIQUETA
A	GASODUCTO DE ACOMETIDA DE GAS NATURAL PARA 1 HCM	1"-GN-100#-ACA-CED40
B	GASODUCTO DE PROCESO DE AGUA CALIENTE PARA HCM	1.5"-CW-150#-AG1
C	GASODUCTO DE PROCESO DE AGUA FRÍA PARA HCM	1.5"-HW-150#-AG1

TABLA

CLAVE	DESC
PD-110	PANEL DE DESCARGA DE G... PRESIÓN MÁX. DE DESCARGA= 3,626 PSI (250 BAR); 600 PSI (41.37 BAR); PARA 2 MANGUERAS... FLUJO MÁXIMO= 2,00...
EDD-120	EQUIPO DE DESCOMPRESIÓN DE GAS... DE SUCCIÓN= 3,626 PSI (250 BAR)... (41.37 BAR); PRESIÓN DE... FLUJO MÁXIM...
EDD-210	EQUIPO DE DESCOMPRESIÓN DE GAS... DE SUCCIÓN= 3,626 PSI (250 BAR)... (41.37 BAR); PRESIÓN DE... FLUJO MÁXIM...

TABLA DE ELEME...

CLAVE	CANTIDAD /
BV-210	VÁLVULA DE AISLAMIENTO
BV-220	VÁLVULA DE AISLAMIENTO
CS-10	THREADOLET DE ACERO AL...
BBV-310	VALVULA DE BLOQUE... IN-OUT: Ø ¾" NPT-M/F...
PI-310	MANÓMETRO DE PRESIÓN, ESTÁ... INFERIOR DE ½", RELLENO DE G... INOXIDABLE, CON UN RANG...
1	BRIDA WN PARA SOLDAR DE 3" DIAM... CARA REALZADA R.F., ESPEC. ASTM A... INCLUYE, 4 ESPARRAGOS ROSCADO... ESPEC. ASTM A-193 Gr. B7, CON 2 T... ESPEC. ASTM A-194 Gr. 2H,
2	BRIDA WN PARA SOLDAR DE 4" DIAM... CARA REALZADA R.F., ESPEC. ASTM A... INCLUYE, 8 ESPARRAGOS ROSCADO... ESPEC. ASTM A-193 Gr. B7, CON 2 T... ESPEC. ASTM A-194 Gr. 2H,
3	CODO 90° R.L. DE 3" DIAM. NOM., ... EXTREMOS BISELADOS, ESPC. ASTM A...
4	CODO 90° R.L. DE 4" DIAM. NOM., ... EXTREMOS BISELADOS, ESPC. ASTM A...
5	REDUCCIÓN CONCÉNTRICA DE 4" X ... PARA SOLDAR, EXTREMOS BISELADO... SEGÚN A...

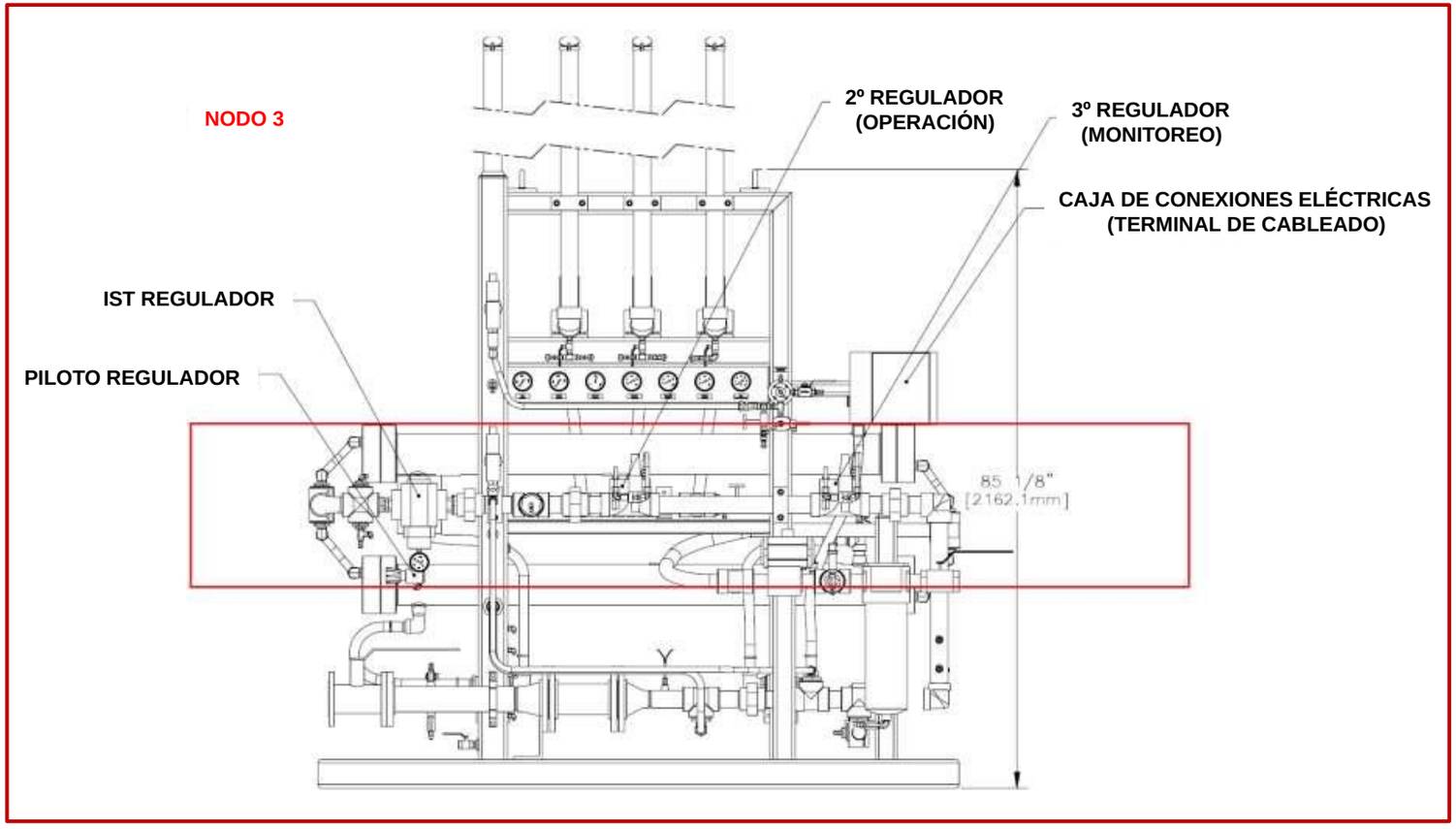
RESUMEN

LÍNEA	NOMBRE
10	TUBERÍA DE ACOMETIDA DE 1 EQUIPO DE DESCOMPRESIÓN DE G.N.C. (ALTA & BAJA PRESIÓN)
20	TUBERÍA DE ACOMETIDA DE 2 EQUIPOS DE DESCOMPRESIÓN DE G.N.C. (ALTA & BAJA PRESIÓN)
30	TUBERÍA DE DESCARGA DE 1 EQUIPO DE DESCOMPRESIÓN DE G.N. (BAJA PRESIÓN)
40	TUBERÍA DE DESCARGA DE 2 EQUIPOS DE DESCOMPRESIÓN DE G.N. (BAJA PRESIÓN)

[redacted]

NOMBRE DE LA PERSONA FÍSICA, ART. 116 PRIMER PÁRRAFO DE LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Nodo 3. Válvulas reductoras de presión y descarga de GN



Nodo 3. Hojas de trabajo HAZOP

Nodo 3: Válvulas reductoras de presión y descarga de GN.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	La presión del GN es reducida de 3,600 Psi a 59 Psi a través de 3 etapas. En la primera etapa, el GN pasa a través de un regulador con sistema de resorte hasta una presión de 750 Psi. La segunda y tercera etapas utilizan reguladores con piloto que reducen la presión a 175 y 59 Psi, respectivamente. El flujo a través del sistema es de 1,050 m^3/h. Después de la tercera etapa, el gas es descargado a través de una válvula de 3" de diámetro.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
Parámetro: Presión										
3.1	Más	Más Presión	1. Falla en válvula de control de primera etapa de descompresión.	2	DP	3	**C**	1.- Fuga de gas natural a través de sellos o conexiones por alta presión en reguladores. 2. Daño de válvulas PCV-302 a 304 y 401 con descarga de GNC a alta presión. Fuga de gas natural a través de sellos, conexiones o bridas.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de alta presión (6000 Psi). • Sistema automático de paro de emergencia ante alarma por presión fuera de rango (Presión de entrada: 3750Psi; presión de salida: 170 Psi). • Paro de emergencia manual.	R1, R11.
					EP	3	**C**			
					IA	3	**C**			
					DIP	3	**C**			
			2.- Falla en válvulas de control en segunda y tercera etapas de descompresión.	2	DP	2	**D**	1.- Fuga de gas natural a través de sellos o conexiones por alta presión en descarga de PRS.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de alta presión (6000 Psi). • Sistema automático de paro de emergencia ante alarma por presión	R11.
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			

Nodo 3: Válvulas reductoras de presión y descarga de GN.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	La presión del GN es reducida de 3,600 Psi a 59 Psi a través de 3 etapas. En la primera etapa, el GN pasa a través de un regulador con sistema de resorte hasta una presión de 750 Psi. La segunda y tercera etapas utilizan reguladores con piloto que reducen la presión a 175 y 59 Psi, respectivamente. El flujo a través del sistema es de 1,050 m^3/h. Después de la tercera etapa, el gas es descargado a través de una válvula de 3" de diámetro.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental	**DIP**: Daños a la Producción/Instalación	
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	2	**D**		fuera de rango (Presión de entrada: 3750Psi; presión de salida: 170 Psi). • Paro de emergencia manual.	
			3. Falla de medidores de presión en etapa de descompresión.	3	DP	2	**C**	1. Posible sobrepresión del sistema ocasionando fuga de gas natural.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de alta presión (6000 Psi). • Sistema automático de paro de emergencia ante alarma por presión fuera de rango (Presión de entrada: 3750Psi; presión de salida: 170 Psi). • Paro de emergencia manual.	R11.
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			
			4. Falla en calibración / Set point incorrecto de válvulas en etapa de descompresión.	3	DP	2	**C**	1. Fuga de gas natural por sobrepresión del sistema.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de alta presión (6000 Psi). • Sistema automático de paro de emergencia ante alarma por presión	R1, R11
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			

Nodo 3: Válvulas reductoras de presión y descarga de GN.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	La presión del GN es reducida de 3,600 Psi a 59 Psi a través de 3 etapas. En la primera etapa, el GN pasa a través de un regulador con sistema de resorte hasta una presión de 750 Psi. La segunda y tercera etapas utilizan reguladores con piloto que reducen la presión a 175 y 59 Psi, respectivamente. El flujo a través del sistema es de 1,050 m^3/h. Después de la tercera etapa, el gas es descargado a través de una válvula de 3" de diámetro.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	2	**C**		fuera de rango (Presión de entrada: 3750Psi; presión de salida: 170 Psi). • Paro de emergencia manual.	
3.2	Menos	Menos Presión	1. Falla de válvulas en etapa de descompresión.	2	DP	3	**C**	1.- Descarga de gas natural a presión inferior del set point ocasionando temperatura de operación por debajo de la intención de diseño. Fuga de gas natural por falla en materiales.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de alta presión y baja temperatura. • Válvulas de venteo dirigido. • Paro automático de sistema de calentamiento ante alarma por baja temperatura de gas. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	3	**C**			
					IA	3	**C**			
					DIP	3	**C**			
			2. Falla en calibración / Set point incorrecto de válvulas en etapa de descompresión.	2	DP	3	**C**	1.- Posible operación por debajo de temperatura de diseño. Fuga de gas natural por falla en materiales.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de alta presión y baja temperatura. • Válvulas de venteo dirigido.	R1, R11.
					EP	3	**C**			
					IA	3	**C**			

Nodo 3: Válvulas reductoras de presión y descarga de GN.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	La presión del GN es reducida de 3,600 Psi a 59 Psi a través de 3 etapas. En la primera etapa, el GN pasa a través de un regulador con sistema de resorte hasta una presión de 750 Psi. La segunda y tercera etapas utilizan reguladores con piloto que reducen la presión a 175 y 59 Psi, respectivamente. El flujo a través del sistema es de 1,050 m^3/h. Después de la tercera etapa, el gas es descargado a través de una válvula de 3" de diámetro.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	3	**C**		• Paro automático de sistema de calentamiento ante alarma por baja temperatura de gas. • Paro de emergencia manual.	
			3. Falla de medidores de presión PI-301 a 303.	2	DP	2	**D**	1. Posible operación por debajo de temperatura de diseño. Fuga de gas natural por falla en materiales.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de alta presión y baja temperatura. • Válvulas de venteo dirigido. • Paro automático de sistema de calentamiento ante alarma por baja temperatura de gas. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			
					DIP	2	**D**			
			4. Falla en conexiones, bridas o sellos.	2	DP	2	**D**	1. Fuga de gas natural.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de alta presión y baja temperatura. • Válvulas de venteo dirigido.	R1, R11
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			

Nodo 3: Válvulas reductoras de presión y descarga de GN.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	La presión del GN es reducida de 3,600 Psi a 59 Psi a través de 3 etapas. En la primera etapa, el GN pasa a través de un regulador con sistema de resorte hasta una presión de 750 Psi. La segunda y tercera etapas utilizan reguladores con piloto que reducen la presión a 175 y 59 Psi, respectivamente. El flujo a través del sistema es de 1,050 m^3/h. Después de la tercera etapa, el gas es descargado a través de una válvula de 3" de diámetro.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	2	**D**		• Paro automático de sistema de calentamiento ante alarma por baja temperatura de gas. • Paro de emergencia manual.	
			5. GNC proveniente de tanque contenedor e intercambiadores de calor a presión inferior a diseño.	Escenario analizado en nodos 1 y 2.						
3.3	No	No presión	1.- Falla en el suministro de gas natural. Escenario analizado en nodos 1 y 2.	Sin consecuencias en el nodo						
Parámetro: Flujo										
3.4	Más	Más flujo	1. Desajuste/falla de válvula de control de flujo. Escenario analizado en nodo 1.	3	DP	4	**C**	1. Posible sobrepresión en el sistema que puede dañar integridad de conexiones y válvulas ocasionando fuga de material y posible incendio / atmósfera explosiva. 2. Baja temperatura de gas a entrada de válvula reductora de presión causando operación fuera de la intención de diseño. Fuga de gas	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presiones fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R,1, R11 R28: Instalación de medidor de flujo en entrada y salida de PRS.
					EP	4	**C**			
					IA	4	**C**			
					DIP	4	**C**			

Nodo 3: Válvulas reductoras de presión y descarga de GN.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	La presión del GN es reducida de 3,600 Psi a 59 Psi a través de 3 etapas. En la primera etapa, el GN pasa a través de un regulador con sistema de resorte hasta una presión de 750 Psi. La segunda y tercera etapas utilizan reguladores con piloto que reducen la presión a 175 y 59 Psi, respectivamente. El flujo a través del sistema es de 1,050 m^3/h. Después de la tercera etapa, el gas es descargado a través de una válvula de 3" de diámetro.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
								natural al dañarse la integridad del equipo.		
			2. Regulador de flujo en set point incorrecto durante purga de tuberías con nitrógeno	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en el nodo.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R1, R11, R28
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
3.5	Menos	Menos flujo	1. Falla en válvula reguladora de flujo. Escenario analizado en nodo 1.	2	DP	2	**D**	1. Posible aumento de temperatura en gas natural. El sistema opera con menor flujo de GNC (<2,000 m^3/h).	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R1, R11, R28
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			
					DIP	2	**D**			
				2	DP	2	**D**			R1, R11, R28

Nodo 3: Válvulas reductoras de presión y descarga de GN.							**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)			
Intención:	La presión del GN es reducida de 3,600 Psi a 59 Psi a través de 3 etapas. En la primera etapa, el GN pasa a través de un regulador con sistema de resorte hasta una presión de 750 Psi. La segunda y tercera etapas utilizan reguladores con piloto que reducen la presión a 175 y 59 Psi, respectivamente. El flujo a través del sistema es de 1,050 m^3/h. Después de la tercera etapa, el gas es descargado a través de una válvula de 3" de diámetro.						**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.			
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población				**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación	
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
			2. Falla en conexiones, sellos, bridas, válvulas o mangueras		EP	2	**D**	1. Fuga de gas natural con riesgo de incendio y explosión.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	
					IA	2	**D**			
					DIP	2	**D**			
			3. Válvulas manuales de venteo en etapa de descompresión abiertas por descuido operacional.	3	DP	2	**C**	1. Fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R1, R11, R28
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			
			4. Falla en acoplamiento/equipo al inicio de operaciones.	3	DP	2	**C**	1. Fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC.	R1, R11, R28
					EP	2	**C**			

Nodo 3: Válvulas reductoras de presión y descarga de GN.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	La presión del GN es reducida de 3,600 Psi a 59 Psi a través de 3 etapas. En la primera etapa, el GN pasa a través de un regulador con sistema de resorte hasta una presión de 750 Psi. La segunda y tercera etapas utilizan reguladores con piloto que reducen la presión a 175 y 59 Psi, respectivamente. El flujo a través del sistema es de 1,050 m^3/h. Después de la tercera etapa, el gas es descargado a través de una válvula de 3" de diámetro.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					IA	2	**C**		• Alarma por presión fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	
					DIP	2	**C**			
3.6	No	No flujo	1. Falla en el suministro de gas natural. Escenario analizado en nodos 1 y 2.	Sin consecuencias en el nodo.						
3.7	Inverso	Flujo inverso	1. Presión en descarga de PRS mayor a presión de entrada.	2	DP	1	**D**	1. Liberación de material en tuberías a la atmósfera.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Paro automático del sistema por presión de entrada de gas natural fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R1, R1
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
3.8	Temprano	Flujo temprano	1. Descarga de tanque contenedor antes de que el sistema de calentamiento se encuentre listo para operar.	3	DP	4	**C**	1. Temperatura de operación por debajo de la intención de diseño. Fuga de material por daño en resistencia mecánica de materiales.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones.	R1, R11
					EP	4	**C**			
					IA	4	**C**			

Nodo 3: Válvulas reductoras de presión y descarga de GN.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	La presión del GN es reducida de 3,600 Psi a 59 Psi a través de 3 etapas. En la primera etapa, el GN pasa a través de un regulador con sistema de resorte hasta una presión de 750 Psi. La segunda y tercera etapas utilizan reguladores con piloto que reducen la presión a 175 y 59 Psi, respectivamente. El flujo a través del sistema es de 1,050 m^3/h. Después de la tercera etapa, el gas es descargado a través de una válvula de 3" de diámetro.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	4	**C**		• Válvulas de seguridad y válvulas manuales de venteo. • Paro automático del sistema por • presiones fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	
3.9	Retardado	Flujo retardado	1. Demora en la descarga de tanque contenedor. Analizado en nodos 1 y 2.	1. Sin consecuencia en el proceso						
Parámetro: Temperatura										
3.10	Más	Más temperatura	1.- Falla en calibración/ set point de válvula reductora de presión en primera etapa de descompresión descargando a mayor presión del diseño original.	3	DP	2	**C**	1. Posible sobrepresión del sistema causando fuga de gas natural.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Válvula de venteo acoplada a válvula reguladora • Válvulas de venteo a lo largo de línea de PRS. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Sistema automático de paro de emergencia ante alarma por presión y temperatura fuera de rango.	R1, R11
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			

Nodo 3: Válvulas reductoras de presión y descarga de GN.							**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	La presión del GN es reducida de 3,600 Psi a 59 Psi a través de 3 etapas. En la primera etapa, el GN pasa a través de un regulador con sistema de resorte hasta una presión de 750 Psi. La segunda y tercera etapas utilizan reguladores con piloto que reducen la presión a 175 y 59 Psi, respectivamente. El flujo a través del sistema es de 1,050 m^3/h. Después de la tercera etapa, el gas es descargado a través de una válvula de 3" de diámetro.						**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población				**IA**: Impacto ambiental	**DIP**: Daños a la Producción/Instalación	
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
									• Paro de emergencia manual.	
			2. Falla en válvula reductora n primera etapa de descompresión.	2	DP	2	**D**	1. Posible sobrepresión del sistema causando fuga de gas natural.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Válvula de venteo acoplada a válvula reguladora • Válvulas de venteo a lo largo de línea de PRS. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Sistema automático de paro de emergencia ante alarma por presión y temperatura fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			
					DIP	2	**D**			
			3. Falla en medidores de presión en etapa de descompresión.	3	DP	2	**C**	1. Posible sobrepresión del sistema causando fuga de gas natural.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Válvula de venteo acoplada a válvula reguladora • Válvulas de venteo a lo largo de línea de PRS.	R1, R11
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			

Nodo 3: Válvulas reductoras de presión y descarga de GN.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	La presión del GN es reducida de 3,600 Psi a 59 Psi a través de 3 etapas. En la primera etapa, el GN pasa a través de un regulador con sistema de resorte hasta una presión de 750 Psi. La segunda y tercera etapas utilizan reguladores con piloto que reducen la presión a 175 y 59 Psi, respectivamente. El flujo a través del sistema es de 1,050 m^3/h. Después de la tercera etapa, el gas es descargado a través de una válvula de 3" de diámetro.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
									• Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Sistema automático de paro de emergencia ante alarma por presión y temperatura fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	
			4. Falla en medidores de temperatura en etapa de descompresión.	3	DP	2	**C**	1. Posible sobrepresión del sistema causando fuga de gas natural.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Válvula de venteo acoplada a válvula reguladora • Válvulas de venteo a lo largo de línea de PRS. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Sistema automático de paro de emergencia ante alarma por presión y temperatura fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			
3.11	Menos	Menos Temperatura		2	DP	1	**D**			R1, R11.

Nodo 3: Válvulas reductoras de presión y descarga de GN.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	La presión del GN es reducida de 3,600 Psi a 59 Psi a través de 3 etapas. En la primera etapa, el GN pasa a través de un regulador con sistema de resorte hasta una presión de 750 Psi. La segunda y tercera etapas utilizan reguladores con piloto que reducen la presión a 175 y 59 Psi, respectivamente. El flujo a través del sistema es de 1,050 m^3/h. Después de la tercera etapa, el gas es descargado a través de una válvula de 3" de diámetro.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
			1. Falla en calibración / set point de válvulas reductoras de presión descargando a menor presión del diseño original.		EP	1	**D**	1. Sin consecuencias en el proceso. Mayor consumo de gas natural en HCM para lograr rango de temperatura.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Válvula de venteo acoplada a válvula reguladora • Válvulas de venteo a lo largo de línea de PRS. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Sistema automático de paro de emergencia ante alarma por presión y temperatura fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	
					IA	1	**D**			
					DIP	2	**D**			
			2. Falla en válvula reductora de presión.	2	DP	3	**C**	1. Sin consecuencias en el proceso. Mayor consumo de gas natural en HCM para lograr rango de temperatura.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de bajas temperaturas (hasta - 50° C). • Sistema automático de paro de emergencia ante alarma por presión y temperatura fuera de rango (10-40°C).	R1, R11
					EP	3	**C**			
					IA	3	**C**			
					DIP	3	**C**			

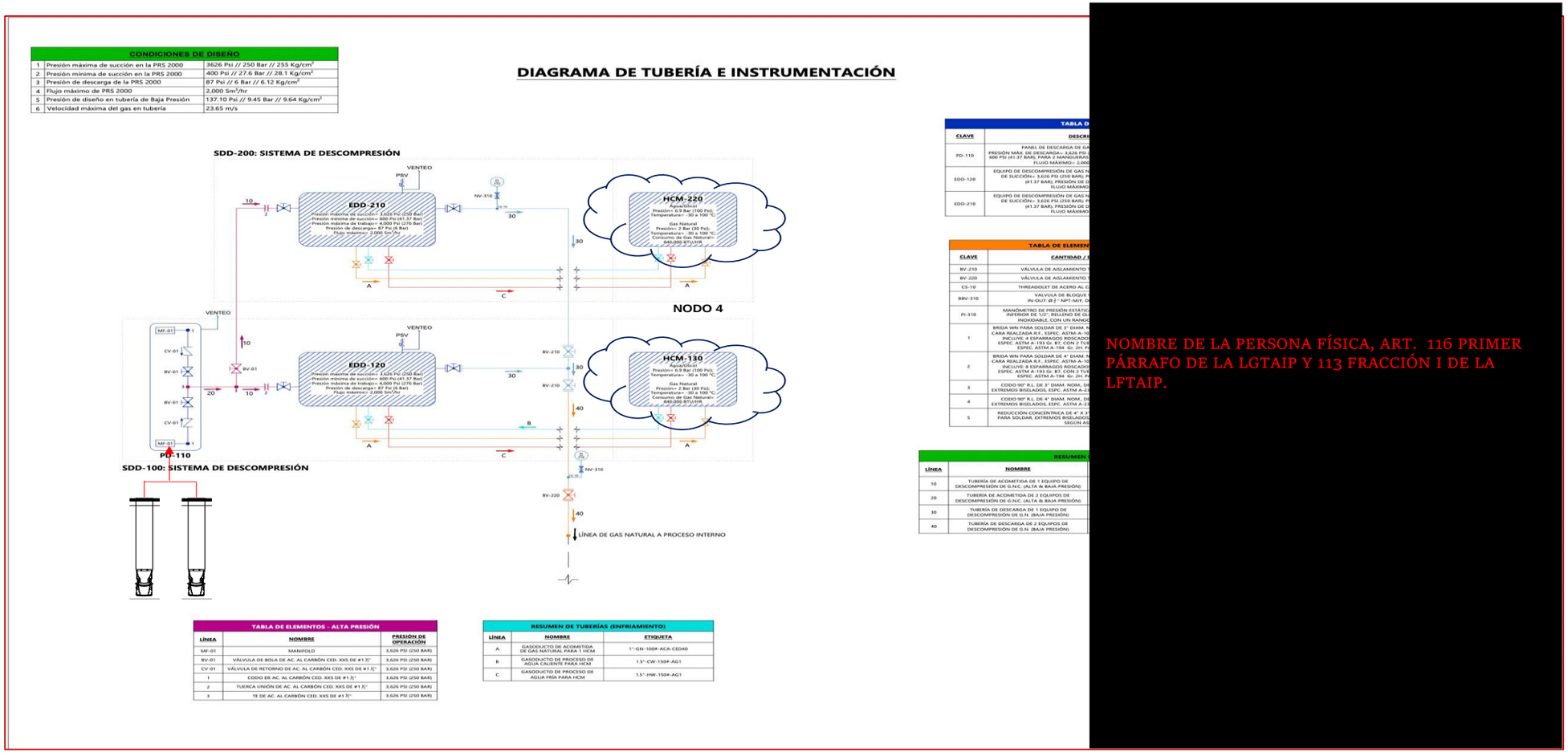
Nodo 3: Válvulas reductoras de presión y descarga de GN.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	La presión del GN es reducida de 3,600 Psi a 59 Psi a través de 3 etapas. En la primera etapa, el GN pasa a través de un regulador con sistema de resorte hasta una presión de 750 Psi. La segunda y tercera etapas utilizan reguladores con piloto que reducen la presión a 175 y 59 Psi, respectivamente. El flujo a través del sistema es de 1,050 m^3/h. Después de la tercera etapa, el gas es descargado a través de una válvula de 3" de diámetro.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental	**DIP**: Daños a la Producción/Instalación	
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
									• Paro de emergencia manual.	
			3. Entrada de gas natural a válvula reductora de presión en primera etapa de descompresión a baja temperatura por falla en sistema de calentamiento HCM.	3	DP	4	**C**	1. Temperaturas de operación por debajo del límite de los materiales. Fractura de tuberías y fuga de material.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de bajas temperaturas (hasta - 50° C). • Sistema automático de paro de emergencia ante alarma por presión y temperatura fuera de rango (10-40°C). • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	4	**C**			
					IA	4	**C**			
					DIP	4	**C**			
			4. Falla en medidores de temperatura en etapa de descompresión.	3	DP	2	**C**	1. Posible temperatura de operación por debajo del límite de los materiales. Fractura de tuberías y fuga de material.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Válvula de venteo acoplada a válvula reguladora PCV-301 • Válvulas de venteo PSV-301-PSV305 a lo largo de línea de PRS. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones.	R1, R11.
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			

Nodo 3: Válvulas reductoras de presión y descarga de GN.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	La presión del GN es reducida de 3,600 Psi a 59 Psi a través de 3 etapas. En la primera etapa, el GN pasa a través de un regulador con sistema de resorte hasta una presión de 750 Psi. La segunda y tercera etapas utilizan reguladores con piloto que reducen la presión a 175 y 59 Psi, respectivamente. El flujo a través del sistema es de 1,050 m^3/h. Después de la tercera etapa, el gas es descargado a través de una válvula de 3" de diámetro.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	2	**C**		• Sistema automático de paro de emergencia ante alarma por presión y temperatura fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	
Parámetro: Mantenimiento										
3.12	Menos	Menos mantenimiento	1.- Fallas válvula de control de flujo, medidores de presión, medidores de temperatura, debido a desgastes internos o ruptura de algún elemento interno o de control (solenoides, elastómeros, etc).		1.- Fuga de gas natural a la atmósfera. Analizado en nodo 1.					
Parámetro: Corrosión										
3.13	Más	Más corrosión	1. El personal de mantenimiento no se encuentra capacitado y aplica de manera ineficiente el programa.		Analizado en nodo 1					
			2.- Incremento de la humedad relativa en el medio ambiente.		Analizado en nodo 1					
Parámetro: Pruebas (Integridad mecánica)										

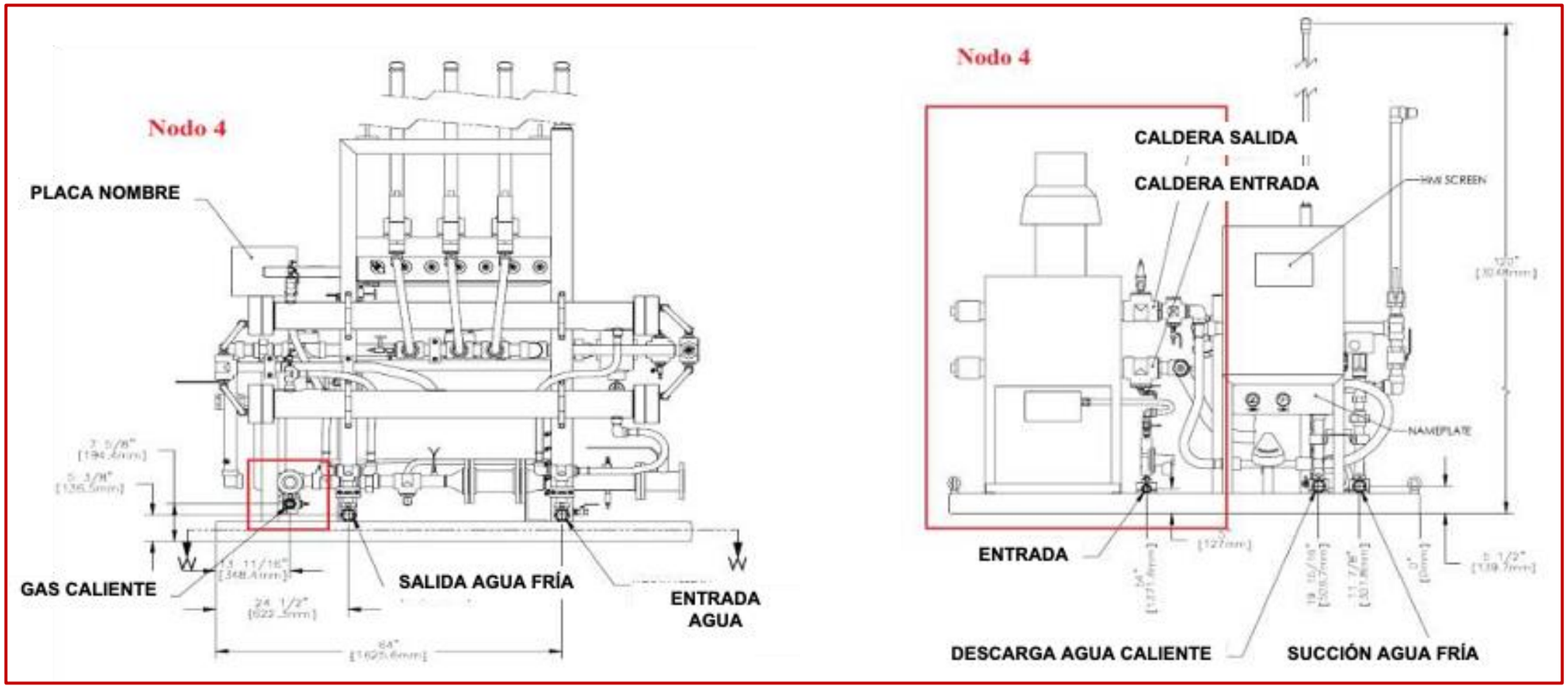
Nodo 3: Válvulas reductoras de presión y descarga de GN.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	La presión del GN es reducida de 3,600 Psi a 59 Psi a través de 3 etapas. En la primera etapa, el GN pasa a través de un regulador con sistema de resorte hasta una presión de 750 Psi. La segunda y tercera etapas utilizan reguladores con piloto que reducen la presión a 175 y 59 Psi, respectivamente. El flujo a través del sistema es de 1,050 m^3/h. Después de la tercera etapa, el gas es descargado a través de una válvula de 3" de diámetro.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
3.14	No	Material incorrecto	1. Material fuera de especificaciones y sin la calidad solicitada, lo que ocasiona agrietamiento por fatiga de material, o agrietamiento inducido por nitrógeno.	Analizado nodo 1.						
Parámetro: Errores Humanos										
3.15	Otro que	1.- Sin de capacitación	1. Errores operativos en el cierre de válvulas al inicio y durante el proceso de descompresión.	Analizado en nodo 1.						
Parámetro: Agentes Externos										
3.16	Además de	1.- Sin seguridad y vigilancia	1. Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada.	Analizado en nodo 1.						
		2.- Fenómenos Climáticos	1.- Caída de una tormenta eléctrica que mediante un rayo ocasione daños a los semirremolques estacionados y PSR.	Analizado en nodo 1.						
			2.- Inundación en el patio de descarga de los semirremolques de GNC y PSR.	Analizado nodo 1.						

Nodo 3: Válvulas reductoras de presión y descarga de GN.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)	
Intención:	La presión del GN es reducida de 3,600 Psi a 59 Psi a través de 3 etapas. En la primera etapa, el GN pasa a través de un regulador con sistema de resorte hasta una presión de 750 Psi. La segunda y tercera etapas utilizan reguladores con piloto que reducen la presión a 175 y 59 Psi, respectivamente. El flujo a través del sistema es de 1,050 m^3/h. Después de la tercera etapa, el gas es descargado a través de una válvula de 3" de diámetro.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.	
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental	**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
		3.- Fenómenos geológicos	1.- Sismo de magnitud igual o mayor a 7 grados escala de Richter.	Analizado en nodo 1.						
			2.- Hundimientos de terreno que puede causar movimiento o tensión en la PSR.	Analizado en nodo 1.						

Nodo 4. Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.



Nodo 4. Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.


Nodo 4
PLACA NOMBRE
GAS CALIENTE
SALIDA AGUA FRÍA
ENTRADA AGUA
Nodo 4
CALDERA SALIDA
CALDERA ENTRADA
HW SCREEN
NAMEPLATE
ENTRADA
DESCARGA AGUA CALIENTE
SUCCIÓN AGUA FRÍA

Nodo 4. Hojas de trabajo HAZOP.

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos**		
								DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
Parámetro: Presión										
4.1	Más	Más Presión	1. Falla / desajuste en válvula de control de flujo hacia boiler.	3	DP	1	**D**	1.- Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol con posible sobrepresión del sistema PRM causando fuga de gas natural. Efecto en ciclo de refrigerante analizado en nodo 5. 2. Aumento de temperatura en boiler causando cambio de fase en refrigerante. Efecto en ciclo de refrigerante analizado en nodo 5.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC: Sistema redundante de válvulas para el control de flujo de gas natural a la entrada de boiler. • Válvula manual de flujo de gas hacia HCM antes de válvula de control. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por temperatura de salida de intercambiadores y descarga de gas superior a diseño. • Paro de emergencia manual. • Válvula de venteo conectada a válvula de control. • Tanque para venteo de gases antes de bomba.	R1, R11.
					EP	1	**D**			
					IA	1	**C**			
					DIP	1	**D**			

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
									• Filtro de sólidos a la entrada de bomba. • Mezcla agua/glicol como refrigerante que permite un rango de operación mayor.	
			2.- Incorrecto set point / calibración de válvulas de control de flujo de gas.	3	DP	1	**D**	1.- Sin consecuencias en el nodo. Aumento de temperatura en boiler causando cambio de fase en refrigerante. Escenario analizado en nodo 5.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC: Sistema redundante de válvulas para el control de flujo de gas natural a la entrada de boiler. • Válvula manual de flujo de gas hacia HCM antes de válvula de control. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por temperatura de salida de intercambiadores y descarga de gas superior a diseño. • Paro de emergencia manual. • Válvula de venteo conectada a válvula de control. • Tanque para venteo de gases antes de bomba.	R11.
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos**		
								DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación

Escenario	Guía	Desviación	Causa	F	MR	C	R	Consecuencias	Salvaguardas	Recomendaciones
									• Filtro de sólidos a la entrada de bomba. • Mezcla agua/glicol como refrigerante que permite un rango de operación mayor.	
			3. Previa falla en válvulas de descompresión que daña válvulas de control de flujo de gas hacia boiler.	2	DP	2	**D**	1. Posible sobrepresión que causa fuga a través de sellos, conexiones o bridas.	• Medidor de temperatura para regulación de flujo de gas a boiler. • Válvula de venteo acoplada a válvula • reguladora • Sistema de paro de emergencia ante • alarmas en el sistema. • Paro de emergencia manual.	R11.
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			
					DIP	2	**D**			
4.2	Menos	Menos Presión	1. Falla en conexiones, sellos o bridas.	2	DP	3	**C**	1.- Fuga de gas natural generando atmósfera inflamable / explosiva.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC.	R1, R11
					EP	3	**C**			

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos**		
								DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					IA	3	**C**		• Medidores de presión en línea de suministro de gas hacia boiler • Paro automático de sistema de ante alarma por presión fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	
					DIP	3	**C**			
			2. Falla / desajuste en válvulas de control de flujo de gas hacia boiler.	2	DP	1	**B**	1.- Baja temperatura de operación en sistema HCM y PRS. Escenarios analizados en nodos 2 y 5.	• Sistema redundante de válvulas para el control de flujo de gas natural a la entrada de boiler. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por indicadores de temperatura fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	R11.
					EP	1	**B**			
					IA	1	**B**			
					DIP	1	**B**			
			3. Falla de medidores de temperatura en línea de suministro de gas.	2	DP	1	**D**	1. Baja temperatura de operación en sistema HCM y PRS. Escenarios analizados en nodos 2 y 5.	• Sistema redundante de válvulas para el control de flujo de gas natural a la entrada de boiler.	R11
					EP	1	**D**			

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos**		
								DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación

Escenario	Guía	Desviación	Causa	F	MR	C	R	Consecuencias	Salvaguardas	Recomendaciones
					IA	1	D		• Sistema de paro de emergencia ante alarmas por indicadores de temperatura fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	
					DIP	1	D			
			4. Falla de boiler.	3	DP	3	C	1. Fuga de gas natural que genera una atmósfera inflamable y/o explosiva. 2. Mezcla agua/glicol no alcanza temperatura de operación. Escenario analizado en nodo 5. 3. GNC opera a baja temperatura. Escenario analizado en nodo 2.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC: Sistema redundante de válvulas para el control de flujo de gas natural a la entrada de boiler. • Válvula manual de flujo de gas hacia HCM antes de válvula de control de flujo. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por temperatura de salida de intercambiadores y descarga de gas superior a diseño. • Paro de emergencia manual.	R11
					EP	3	C			
					IA	3	C			
					DIP	3	C			
			5. Válvula manual de venteo en línea abierta por descuido operacional.	3	DP	2	C	1. Fuga de gas natural generando una atmósfera explosiva / inflamable	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC.	R1, R11
					EP	2	C			

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					IA	2	**C**		• Medidores de presión en línea de gas • Paro automático de sistema de ante alarma por presión fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	
					DIP	2	**C**			
4.3	No	No presión	1.- Válvula manual HV-309 cerrada por descuido operacional.	3	DP	1	**D**	1. Falla en el calentamiento de refrigerante. Posible operación a temperaturas criogénicas ante falla de PLC.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Paro automático de sistema de ante alarma por presión fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	R,1, R11
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
Parámetro: Flujo										
4.4	Más	Más flujo	1. Mayor presión de gas natural a boiler por falla / desajuste en válvulas reguladoras de flujo.	3	DP	2	**C**	1. Sin consecuencias en el nodo. Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol con posible sobrepresión del sistema PRM causando fuga de GN a través de	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC: Sistema redundante de válvulas para el control de flujo de gas natural a la entrada de boiler.	R11
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos**		
								DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación

Escenario	Guía	Desviación	Causa	F	MR	C	R	Consecuencias	Salvaguardas	Recomendaciones
					DIP	2	**C**	válvulas de venteo. Escenario analizado en nodo 2. 2. Aumento de temperatura en boiler causando cambio de fase en refrigerante. Escenario analizado en nodo 5.	• Válvula reguladora de flujo de gas hacia HCM antes de válvula de control de flujo. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por temperatura de salida de intercambiadores y descarga de gas superior a diseño. • Paro de emergencia manual. • Tanque para venteo de gases antes de bomba. • Filtro de sólidos a la entrada de bomba. • Mezcla agua/glicol como refrigerante que permite un rango de operación mayor.	
			2. Incorrecto set point en válvulas de control de flujo.	2	DP	2	**D**	1. Sin consecuencias en el nodo. Aumento de temperatura en boiler causando cambio de fase en refrigerante. Escenario analizado en nodo 5.	• Sistema de control de tipo PID del equipo conectado a PLC. • Filtro de sólidos a la entrada de bomba.	R11
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			
					DIP	2	**D**			

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos**		
								DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación

Escenario	Guía	Desviación	Causa	F	MR	C	R	Consecuencias	Salvaguardas	Recomendaciones
									• Mezcla agua/glicol como refrigerante que permite un rango de operación mayor. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por temperatura de salida de intercambiadores y descarga de gas superior a diseño. • Paro de emergencia manual.	
			3. Previa falla en válvulas de descompresión que daña válvulas de control de flujo.	3	DP	2	C	1. Posible sobrepresión que causa fuga a través de sellos, conexiones o bridas. Escenario analizado en nodo 3.	• Medidor de temperatura para regulación de flujo de gas a boiler. • Válvula de venteo acoplada a válvula de control • Sistema de paro de emergencia ante alarmas en el sistema. • Paro de emergencia manual.	R11
					EP	2	C			
					IA	2	C			
					DIP	2	C			
4.5	Menos	Menos flujo	1. Falla en conexiones, sellos o bridas.	2	DP	3	C	1. Fuga de gas natural generando atmósfera inflamable / explosiva.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Medidores de presión en línea de gas	R1, R11
					EP	3	C			
					IA	3	C			

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos**		
								DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación

Escenario	Guía	Desviación	Causa	F	MR	C	R	Consecuencias	Salvaguardas	Recomendaciones
					DIP	3	C		• Paro automático de sistema de ante alarma por presión fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	
			2. Menor presión de flujo de gas natural a boiler por falla / desajuste en válvula de control de flujo de gas.	2	DP	1	D	1. Baja temperatura de operación en sistema HCM y PRS. Escenarios analizados en nodos 2 y 5.	• Sistema redundante de válvulas para el control de flujo de gas natural a la entrada de boiler. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por indicadores de temperatura fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	R11
					EP	1	D			
					IA	1	D			
					DIP	1	D			
			3. Falla en medidores de temperatura de línea de gas.	2	DP	1	D	1. Baja temperatura de operación en sistema HCM y PRS. Escenarios analizados en nodos 2 y 5.	• Sistema redundante de válvulas para el control de flujo de gas natural a la entrada de boiler. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por indicadores de temperatura fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	R11
					EP	1	D			
					IA	1	D			
					DIP	1	D			
			4. Falla de boiler.	2	DP	4	C			R11

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					EP	4	**C**	1. Fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva. 2. Mezcla agua/glicol no alcanza temperatura de operación. Escenario analizado en nodo 5. 3. GNC opera a baja temperatura. Escenario analizado en nodo 2.	• Paro automático de sistema PRS ante falla de HCM. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por presión fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	
					IA	4	**C**			
					DIP	4	**C**			
			5. Válvula manual de venteo abierta por descuido operacional.	3	DP	2	**C**	1. Fuga de gas natural que genera una atmósfera inflamable y/o explosiva.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Paro automático de sistema PRS ante falla de HCM. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por presión fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	R1
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			
4.6	No	No flujo	1. Válvula manual a entrada de línea de gas cerrada por descuido operacional.	3	DP	1	**D**	1. Falla en el calentamiento de refrigerante. Posible operación a	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC.	R1
					EP	1	**D**			

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					IA	1	**D**	temperaturas criogénicas ante falla de PLC.	• Paro automático de sistema de ante alarma por presión fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	
					DIP	1	**D**			
4.7	Temprano	Flujo temprano	1. Descarga de tanque contenedor antes de que el sistema de calentamiento se encuentre listo para operar.	3	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en el nodo. El gas natural es alimentado a boiler.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de altas presiones. • Válvulas de seguridad y válvulas manuales de venteo. • Paro automático del sistema por presiones fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
4.8	Retardado	Flujo retardado	1. Demora en la descarga de tanque contenedor. Efecto en línea principal analizado en nodos 2 y 3.	3	DP	1	**D**	1. Refrigerante no es calentado de acuerdo a las especificaciones de diseño.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC: Sistema redundante de válvulas para el control de flujo de gas natural a la entrada de boiler.	R1, R11
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos**		
								DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	1	**D**		• Válvula reguladora de flujo de gas hacia HCM antes de válvula de control de flujo. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por temperatura de salida de intercambiadores y descarga de gas superior a diseño. • Paro de emergencia manual.	
			2. Válvula manual a entrada de línea de gas cerrada por descuido operacional. Efecto en línea principal analizado en nodos 2 y 3.	3	DP	1	**D**	1. Refrigerante no es calentado de acuerdo a las especificaciones de diseño.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC: Sistema redundante de válvulas para el control de flujo de gas natural a la entrada de boiler. • Válvula reguladora de flujo de gas hacia HCM antes de válvula de control. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por temperatura de salida de intercambiadores y descarga de gas superior a diseño. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
				2	DP	1	**D**			R1, R11

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
			3. Falla en válvulas de control. Efecto en línea principal analizado en nodos 2 y 3.		EP	1	**D**	1. Refrigerante no es calentado de acuerdo a las especificaciones de diseño.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC: Sistema redundante de válvulas para el control de flujo de gas natural a la entrada de boiler. • Válvula reguladora de flujo de gas hacia HCM antes de válvula de control de flujo. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por temperatura de salida de intercambiadores y descarga de gas superior a diseño. • Paro de emergencia manual.	
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
Parámetro: Temperatura										
4.9	Más	Más temperatura	1.- Mayor flujo de gas natural a boiler por falla / desajuste en válvula de control de flujo.	2	DP	3	**C**	1. Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol con posible sobrepresión del sistema PRM causando fuga de gas natural. 2. Aumento de temperatura en boiler BLR-401 causando cambio de fase en refrigerante. Efecto en	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC: Sistema redundante de válvulas para el control de flujo de gas natural a la entrada de boiler BLR- 01. • Válvula reguladora de flujo de gas HV-309 hacia HCM antes de PCV-304.	R1, R11
					EP	3	**C**			
					IA	3	**C**			
					DIP	3	**C**			

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos**		
								DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
								sistema de refrigerante analizado en nodo 5.	• Sistema de paro de emergencia ante alarmas por temperatura de salida de intercambiadores y descarga de gas superior a diseño. • Paro de emergencia manual.	
			2. Falla en medidores de temperatura en línea de gas.	2	DP	2	**D**	1. Aumento de temperatura en boiler causando cambio de fase en refrigerante. Efecto en sistema de refrigerante analizado en nodo 5.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Tanque para venteo de gases antes de bomba. • Filtro de sólidos a la entrada de bomba. • Mezcla agua/glicol como refrigerante que permite un rango de operación mayor. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por temperatura de salida de intercambiadores y descarga de gas superior a diseño. • Paro de emergencia manual.	R11
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			
					DIP	2	**D**			
			3. Incorrecto set point en válvulas de control.	3	DP	2	**C**			R1, R11

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					EP	2	**C**	1. Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol con posible sobrepresión del sistema PRM causando fuga de gas natural. Efecto en sistema de refrigerante analizado en nodo 5. 2. Aumento de temperatura en boiler causando cambio de fase en refrigerante. Efecto en sistema de refrigerante analizado en nodo 5.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de alta presión (6000 Psi). • Sistema automático de paro de emergencia ante alarma por presión fuera de rango (Presión de entrada: 3750Psi; presión de salida: 170 Psi). • Paro de emergencia manual.	
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			
4.10	Menos	Menos Temperatura	1. Menor presión de flujo de gas natural a boiler por falla / desajuste en válvulas de control de flujo.	2	DP	1	**D**	1. Baja temperatura de operación en sistema HCM y PRS. Efectos en línea principal de gas natural y refrigerante analizados en nodos 2, 3 y 5.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Tuberías y accesorios diseñados para manejo de alta presión. • Sistema automático de paro de emergencia ante alarma por presión / temperatura fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	R1, R11.
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos**		
								DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación

Escenario	Guía	Desviación	Causa	F	MR	C	R	Consecuencias	Salvaguardas	Recomendaciones
			2. Falla en medidores de temperatura en línea de gas.	2	DP	1	D	1. Baja temperatura de operación en sistema HCM y PRS. Efectos en línea principal de gas natural y refrigerante analizados en nodos 2, 3 y 5.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Sistema redundante de válvulas para el control de flujo de gas natural a la entrada de boiler. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por indicadores de temperatura fuera de rango. • Sistema de paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	1	D			
					IA	1	D			
					DIP	1	D			
			3. Falla de boiler	3	DP	4	C	1. Fuga de gas natural que genera una atmósfera inflamable y/o explosiva. 2. Mezcla agua/glicol no alcanza temperatura de operación. Efectos en línea principal de gas natural y refrigerante analizados en nodos 2, 3 y 5. 3. Gas natural en línea principal opera a baja temperatura. Efecto analizado en nodo 2.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Medidores de presión y temperatura en boiler. • Paro automático de sistema PRS ante falla de HCM. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por presión fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	4	C			
					IA	4	C			
					DIP	4	C			

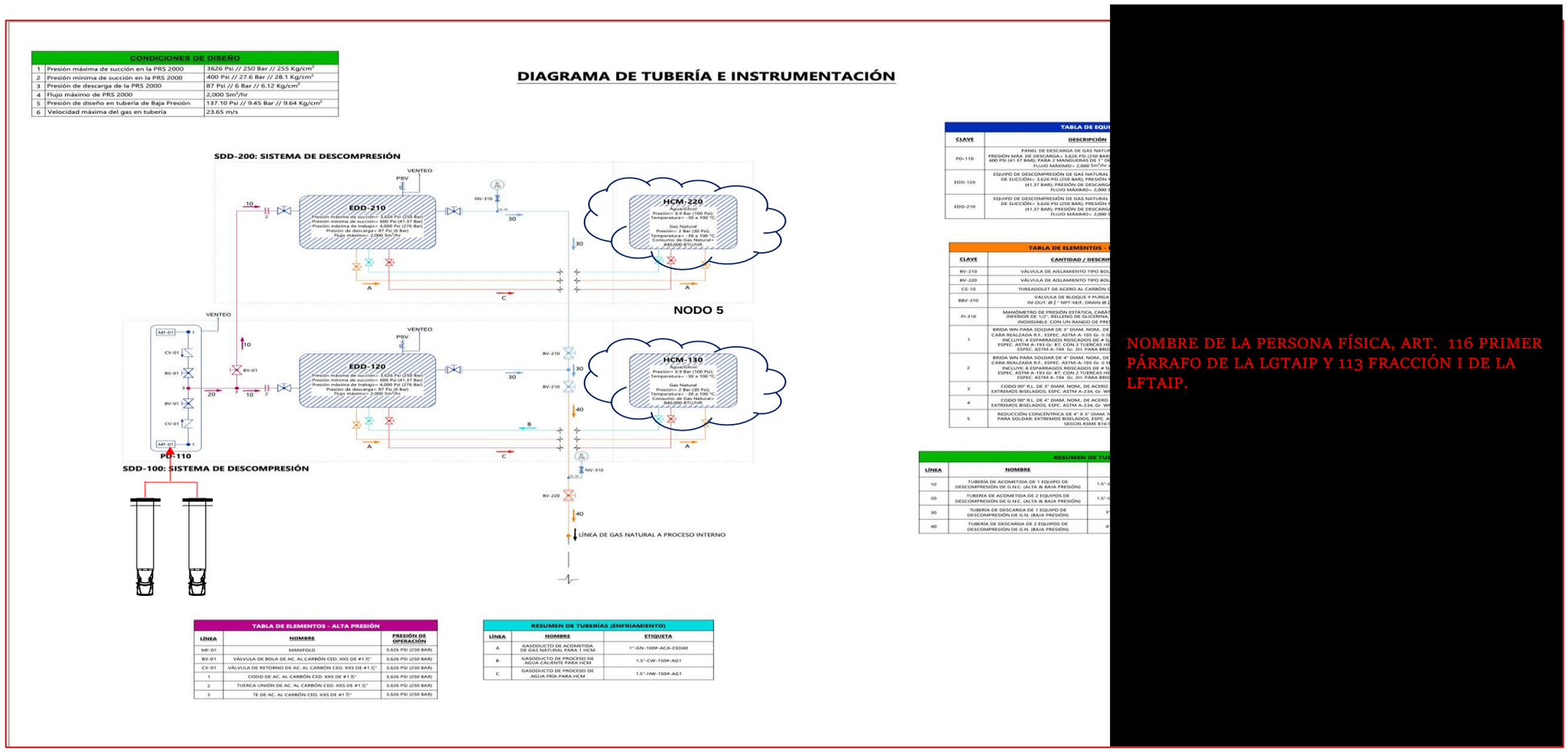
Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
			4. Bloqueo de gas natural en línea de suministro.	2	DP	2	D	1. Falla en alimentación de gas natural a boiler. Mezcla agua/glicol recirculado en HCM operando a baja temperatura a salida del boiler. Efectos en línea principal de gas natural y refrigerante analizados en nodos 2, 3 y 5.	• Sistema de control de tipo PID del equipo. • Paro automático de sistema HCM ante alarma por baja temperatura de gas. • Filtro a la entrada del sistema de reducción de presión. • Paro de emergencia manual.	R1, R11.
					EP	2	D			
					IA	2	D			
					DIP	2	D			
			5. Válvula manual de venteo abierta operacional. por descuido.	3	DP	2	C	1. Falla en alimentación de gas natural a boiler. Mezcla agua/glicol recirculado en HCM operando a baja temperatura a salida del boiler. Efectos en línea principal de gas natural y refrigerante analizados en nodos 2, 3 y 5.	• Sistema de control de tipo PID del equipo. • Paro automático de sistema HCM ante alarma por baja temperatura de gas. • Filtro a la entrada del sistema de reducción de presión. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	2	C			
					IA	2	C			
					DIP	2	C			
					DP	2	C			
					EP	2	C			
					IA	2	C			
					DIP	2	C			

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
Parámetro: Mantenimiento										
4.12	Menos	Menos mantenimiento	1.- Fallas válvula de control de flujo, medidores de presión, medidores de temperatura, debido a desgastes internos o ruptura de algún elemento interno o de control (solenoides, elastómeros, etc).					1.- Fuga de gas natural a la atmósfera. Analizado en nodo 1.		
Parámetro: Corrosión										
4.13	Más	Más corrosión	1. El personal de mantenimiento no se encuentra capacitado y aplica de manera ineficiente el programa.					Analizado en nodo 1		
			2.- Incremento de la humedad relativa en el medio ambiente.					Analizado en nodo 1		
Parámetro: Pruebas (Integridad mecánica)										
4.14	No	Material incorrecto	1. Material fuera de especificaciones y sin la calidad solicitada, lo que ocasiona agrietamiento por fatiga de material, o agrietamiento inducido por nitrógeno.					Analizado nodo 1.		

Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
Parámetro: Errores Humanos										
4.15	Otro que	1.- Sin de capacitación	1. Errores operativos en el cierre de válvulas al inicio y durante el proceso de descompresión.	Analizado en nodo 1.						
Parámetro: Agentes Externos										
4.16	Además de	1.- Sin seguridad y vigilancia	1. Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada.	Analizado en nodo 1.						
		2.- Fenómenos Climáticos	1.- Caída de una tormenta eléctrica que mediante un rayo ocasione daños a los semirremolques estacionados y PSR.	Analizado en nodo 1.						
			2.- Inundación en el patio de descarga de los semirremolques de GNC y PSR.	Analizado nodo 1.						
		3.- Fenómenos geológicos	1.- Sismo de magnitud igual o mayor a 7 grados escala de Richter.	Analizado en nodo 1.						

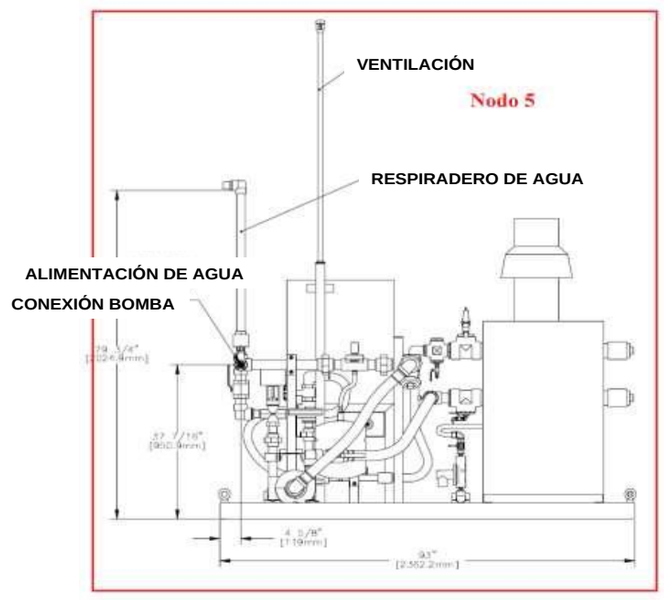
Nodo 4: Alimentación de gas natural a sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de salida del refrigerante desde boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas descomprimido en la descarga del PRS entre 10 y 40°C. La temperatura mínima de entrada del refrigerante es de 57°C. El gas natural es suministrado a 20 Psi y representa menos del 0.5% del flujo en sistema PRS. Capacidad de boiler de 600,000 BTU.							**Procedimientos y Planos**		
								DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
			2.- Hundimientos de terreno que puede causar movimiento o tensión en la PSR.	Analizado en nodo 1.						

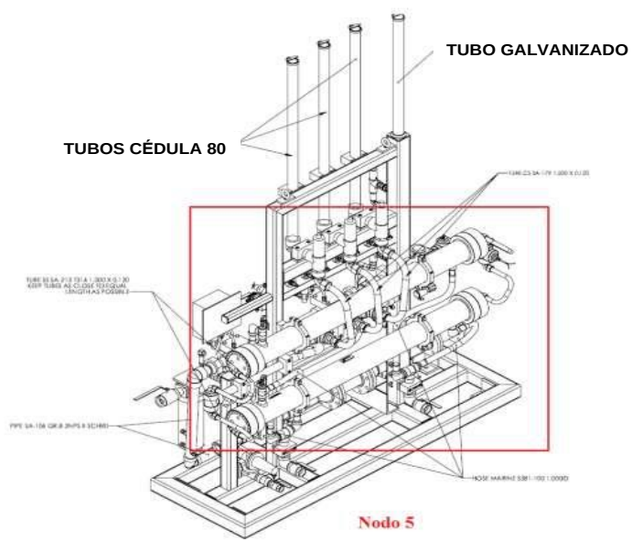
Nodo 5. Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM



NOMBRE DE LA PERSONA FÍSICA, ART. 116 PRIMER PÁRRAFO DE LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Nodo 5. Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM





Nodo 5. Hojas de trabajo HAZOP

Nodo 5: Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler BLR-401 es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de operación del boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas entre 10 y 40°C. La mezcla agua/glicol fresco se encuentra en un circuito cerrado de operación. El sistema cuenta con alimentación fresca que es controlada por el sistema de control. La temperatura mínima de retorno del refrigerante es de 57°C.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
Parámetro: Presión										
5.1	Más	Más Presión	1. Mayor suministro de gas natural a boiler por falla en válvulas de control de gas hacia boiler.	2	DP	3	**C**	1.- Sobrecalentamiento de GNC en sistema PRS por incremento en temperatura de refrigerante. Escenario analizado en nodo 2. 2. Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol hasta punto de ebullición causando cavitación en tuberías. Daño en sistema rotatorio de bomba al no remover gas de succión.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Válvulas de venteo a través de todo el circuito de suministro HCV. • Sistema de control de presión antes de la entrada a intercambiadores de calor. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por presión/temperatura fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	R1, R11.
					EP	3	**C**			
					IA	3	**C**			
					DIP	3	**C**			
			2.- Bloqueo de tubería de circuito de refrigerante.	2	DP	3	**C**	1.- Falla en el suministro de calor al sistema PRS. Operación bajo temperaturas criogénicas. Escenario analizado en nodo 2.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC.	R1, R11.
					EP	3	**C**			

Nodo 5: Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler BLR-401 es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de operación del boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas entre 10 y 40°C. La mezcla agua/glicol fresco se encuentra en un circuito cerrado de operación. El sistema cuenta con alimentación fresca que es controlada por el sistema de control. La temperatura mínima de retorno del refrigerante es de 57°C.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					IA	3	**C**	2. Sobrepresión del sistema causando fuga a través de sellos, conexiones o empaquetaduras.	• Válvulas de venteo a través de todo el circuito de suministro HCV. • Sistema de control de presión antes de la entrada a intercambiadores de calor. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por presión/temperatura fuera de rango. • Paro de emergencia manual	
					DIP	3	**D**			
5.2	Menos	Menos Presión	1. Falla en conexiones, sellos o bridas.	2	DP	2	**D**	1.- Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas. Escenario analizado en nodo 2. 2. Fuga de mezcla agua/glicol. .	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por temperatura/presión fuera de diseño. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			
					DIP	2	**D**			

Nodo 5: Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler BLR-401 es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de operación del boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas entre 10 y 40°C. La mezcla agua/glicol fresco se encuentra en un circuito cerrado de operación. El sistema cuenta con alimentación fresca que es controlada por el sistema de control. La temperatura mínima de retorno del refrigerante es de 57°C.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
			2. Falla de bomba.	2	DP	2	**B**	1.- Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas. Escenario analizado en nodo 2. 2. Falla prematura de boiler por falta de refrigerante a largo plazo.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Filtro para remover sólidos a entrada de bomba de bomba PMP-401 • Tanque y válvula para evitar entrada de gas a bomba. • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por temperatura/presión fuera de diseño. • Paro de emergencia manual.	R11.
					EP	2	**B**			
					IA	2	**B**			
					DIP	2	**B**			
5.3	No	No presión	1.- Falla de bomba.	3	DP	2	**C**	1. Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas. Escenario analizado en nodo 2. 2. Falla prematura de boiler por falta de refrigerante a largo plazo.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Filtro para remover sólidos a entrada de bomba • Tanque y válvula para evitar entrada de gas a bomba • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por	R,1, R11
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			

Nodo 5: Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler BLR-401 es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de operación del boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas entre 10 y 40°C. La mezcla agua/glicol fresco se encuentra en un circuito cerrado de operación. El sistema cuenta con alimentación fresca que es controlada por el sistema de control. La temperatura mínima de retorno del refrigerante es de 57°C.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
									temperatura/presión fuera de diseño. • Paro de emergencia manual.	
Parámetro: Flujo										
5.4	Más	Más flujo	1. Falla en válvula para la compensación de refrigerante en HCM.	2	DP	1	**D**	1. Aumento de flujo en mezcla agua/glicol en circuito. Posible falla en calentamiento de refrigerante no alcanzando la temperatura de operación requerida. 2. Entrada de aire al circuito que daña bomba.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Paro automático de sistema de calentamiento ante alarma por presión fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
			2. Falla en medidor de flujo.	2	DP	1	**D**	1. Aumento de flujo en mezcla agua/glicol en circuito. Refrigerante no alcanza la temperatura de operación requerida. 2. Entrada de aire al circuito que daña bomba.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Paro automático de sistema de calentamiento ante alarma por presión fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			

Nodo 5: Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler BLR-401 es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de operación del boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas entre 10 y 40°C. La mezcla agua/glicol fresco se encuentra en un circuito cerrado de operación. El sistema cuenta con alimentación fresca que es controlada por el sistema de control. La temperatura mínima de retorno del refrigerante es de 57°C.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
5.5	Menos	Menos flujo	1. Fuga en conexiones, bridas o sellos.	2	DP	3	C	1. Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas. Efecto en línea principal de gas analizado en nodo 2. 2. Fuga de mezcla agua/glicol.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por temperatura/presión fuera de diseño. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	3	C			
					IA	3	C			
					DIP	3	C			
			2. Falla en medidor de flujo / válvula de compensación de refrigerante.	2	DP	3	C	1. Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas en línea principal de gas natural. Efecto analizado en nodo 2. 2. Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol para que GNC alcance temperatura de operación. Cavitación en tubería y daño de bomba.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Filtro para remover sólidos a entrada de bomba. • Tanque y válvula para evitar entrada de gas a bomba • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por temperatura/presión fuera de diseño. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	3	C			
					IA	3	C			
					DIP	3	C			
			3. Falla de bomba	3	DP	4	C			R1, R11

Nodo 5: Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler BLR-401 es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de operación del boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas entre 10 y 40°C. La mezcla agua/glicol fresco se encuentra en un circuito cerrado de operación. El sistema cuenta con alimentación fresca que es controlada por el sistema de control. La temperatura mínima de retorno del refrigerante es de 57°C.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					EP	4	C	1. Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas. Escenario analizado en nodo 2. 2. Falla prematura de boiler por falta de refrigerante a largo plazo.	• Sistema de control de tipo PID del equipo. • Filtro para remover sólidos a entrada de bomba • Tanque y válvula para evitar entrada de gas a bomba • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por temperatura/presión fuera de diseño. • Paro de emergencia manual.	
					IA	4	C			
					DIP	4	C			
			4. Válvulas manuales de venteo abiertas operacional. por descuido.	3	DP	2	C	1. Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas. Efecto en línea principal de gas analizado en nodo 2. 2. Fuga de mezcla agua/glicol.	• Paro automático de sistema PRS ante falla de HCM. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por presión fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	R11
					EP	2	C			
					IA	2	C			
					DIP	2	C			
5.6	No	No flujo	1. Falla de bomba.	3	DP	4	C			R1, R11

Nodo 5: Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler BLR-401 es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de operación del boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas entre 10 y 40°C. La mezcla agua/glicol fresco se encuentra en un circuito cerrado de operación. El sistema cuenta con alimentación fresca que es controlada por el sistema de control. La temperatura mínima de retorno del refrigerante es de 57°C.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					EP	4	**C**	1. Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas. Escenario analizado en nodo 2.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Filtro para remover sólidos a entrada de bomba • Tanque y válvula para evitar entrada de gas a bomba • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por temperatura/presión fuera de diseño. • Paro de emergencia manual.	
					IA	4	**C**			
					DIP	4	**C**			
			2. Cierre de válvulas manuales de venteo por descuido operacional.	3	DP	3	**C**	1. Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas. Escenario analizado en nodo 2. 2. Daño de bomba.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por temperatura/presión fuera de diseño. • Paro de emergencia manual.	R1
					EP	3	**C**			
					IA	3	**C**			
					DIP	3	**C**			
5.7	Temprano	Flujo temprano	1. Operación prematura de bomba.	2	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en el nodo.		R1

Nodo 5: Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler BLR-401 es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de operación del boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas entre 10 y 40°C. La mezcla agua/glicol fresco se encuentra en un circuito cerrado de operación. El sistema cuenta con alimentación fresca que es controlada por el sistema de control. La temperatura mínima de retorno del refrigerante es de 57°C.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					EP	1	**D**		• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por temperatura/presión fuera de diseño. • Paro de emergencia manual.	
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
5.8	Retardado	Flujo retardado	1. Falla de bomba.	2	DP	2	**D**	1. Falla en el calentamiento de GNC ocasionando operación a temperaturas criogénicas. Escenario analizado en nodo 2.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Filtro para remover sólidos a entrada de bomba • Tanque y válvula para evitar entrada de gas a bomba • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por temperatura/presión fuera de diseño. • • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			
					DIP	1	**D**			
Parámetro: Temperatura										

Nodo 5: Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler BLR-401 es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de operación del boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas entre 10 y 40°C. La mezcla agua/glicol fresco se encuentra en un circuito cerrado de operación. El sistema cuenta con alimentación fresca que es controlada por el sistema de control. La temperatura mínima de retorno del refrigerante es de 57°C.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
5.9	Más	Más temperatura	1.- Mayor suministro de gas natural a boiler por falla en válvulas de control de flujo de gas.	2	DP	3	**C**	1. Sobrecalentamiento de GNC en sistema PRS por incremento en temperatura de refrigerante. Escenario analizado en nodo 2. 2. Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol hasta punto de ebullición causando cavitación en tuberías. Daño en sistema rotatorio de bomba al no remover gas de succión.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC: Medición de flujo y temperatura en circuito. • Sistema de control de presión. • Tanque y válvula para remover gases a la entrada de bomba • Filtro a la entrada de bomba. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por temperatura fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	3	**C**			
					IA	3	**C**			
					DIP	3	**C**			
			2. Falla en medidores de temperatura	2	DP	1	**D**	1. Sobrecalentamiento de GNC en sistema PRS por incremento en temperatura de refrigerante. Escenario analizado en nodo 2. 2. Aumento de temperatura en circuito de refrigerante.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por temperatura fuera de rango operativo. • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	1	**D**			
					IA	2	**D**			
					DIP	2	**D**			
				2	DP	3	**C**			R1, R11

Nodo 5: Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler BLR-401 es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de operación del boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas entre 10 y 40°C. La mezcla agua/glicol fresco se encuentra en un circuito cerrado de operación. El sistema cuenta con alimentación fresca que es controlada por el sistema de control. La temperatura mínima de retorno del refrigerante es de 57°C.							**Procedimientos y Planos**		
								DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
			3. Boiler no deja de operar al alcanzar set point/ incorrecto set point.		EP	3	C	1. Sobrecalentamiento de GNC en sistema PRS por incremento en temperatura de refrigerante. Escenario analizado en nodo 2. 2. Sobrecalentamiento de mezcla agua/glicol hasta punto de ebullición causando cavitación en tuberías. Daño en sistema rotatorio de bomba PMP-401 al no remover gas de succión.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC: Medición de flujo y temperatura en circuito. • Sistema de control de presión. • Tanque y válvula para remover gases a la entrada de bomba. • Filtro a la entrada de bomba. • Sistema de paro de emergencia ante alarma por la temperatura fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	
					IA	3	C			
					DIP	3	C			
			4. Baja eficiencia en la transferencia de calor debido a fouling en intercambiadores de calor HX-301 a 302.	3	DP	1	D	1. Mayor consumo de energía para lograr set point de temperatura. 2. Falla en la integridad física de intercambiador de calor: Disminución de temperatura en el sistema. Operación del sistema PRS a temperatura fuera de diseño operativo. Escenario analizado en nodo 2. 3. Falla en la integridad física de intercambiador de calor: fuga a	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC • Uso de mezcla agua/glicol para evitar corrosión en intercambiadores. • Material de construcción en acero SA- 516 para trabajo en alta presión y adecuado para la temperatura de operación.	R1, R11
					EP	1	D			
					IA	1	D			
					DIP	1	D			

Nodo 5: Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler BLR-401 es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de operación del boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas entre 10 y 40°C. La mezcla agua/glicol fresco se encuentra en un circuito cerrado de operación. El sistema cuenta con alimentación fresca que es controlada por el sistema de control. La temperatura mínima de retorno del refrigerante es de 57°C.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
								través de conexiones de intercambiador.	• Sistema HCV con sistema de control PID acoplado a PRS. • Paro automático del sistema por presiones/temperaturas fuera de rango. • Paro de emergencia manual.	
			5. Falla en el suministro de GNC en PRS impidiendo la transferencia de calor en intercambiadores HEX-01/02.	2	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en el nodo.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por presión/temperatura fuera de rango • Paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
5.10	Menos	Menos Temperatura	1. Menor suministro de flujo de gas natural a por falla en válvulas de control de flujo.	3	DP	2	**C**	1. Disminución de temperatura en el sistema. Temperaturas de operación por debajo de los 90°C causan temperaturas criogénicas en sistema PRS. Escenario analizado en nodo 2. 2. Temperatura de refrigerante por debajo de set point causando condensación de gases de efluente	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC: Temperatura mínima de refrigerante de 57°C. • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por temperatura de salida de gas inferior a 10°C.	R1, R11.
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	1	**C**			

Nodo 5: Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler BLR-401 es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de operación del boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas entre 10 y 40°C. La mezcla agua/glicol fresco se encuentra en un circuito cerrado de operación. El sistema cuenta con alimentación fresca que es controlada por el sistema de control. La temperatura mínima de retorno del refrigerante es de 57°C.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
								en boiler: corrosión y reducida succión de venteo.	• Sistema de paro de emergencia manual.	
			2. Falla en sellos o conexiones desde sistema PRS hacia boiler.	3	DP	2	C	1. Disminución de temperatura en el sistema. Temperaturas de operación por debajo de los 90°C causan temperaturas criogénicas en sistema PRS. Escenario analizado en nodo 2. 2. Fuga de gas natural que puede ocasionar una atmósfera inflamable y/o explosiva. Escenario analizado en nodo 4. 3. Temperatura de refrigerante por debajo de set point causando condensación de gases de efluente en boiler: corrosión y reducida succión de venteo.	• Sistema de control de tipo PID conectado a PLC: Temperatura mínima de refrigerante de 57°C. • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por temperatura de salida de gas inferior a 10°C. • Sistema de paro de emergencia manual.	R1, R11
					EP	2	C			
					IA	2	C			
					DIP	2	C			
			3. Falla en medidores de temperatura en línea de gas.	2	DP	3	C	1. Menor flujo de gas natural a boiler. Escenario analizado en Nodo 2. 2. Apertura de válvula para la compensación de refrigerante	• Sistema de control de tipo PID del equipo. • Medidores de presión a lo largo de línea de suministro de gas natural.	R1, R11
					EP	3	C			
					IA	3	C			

Nodo 5: Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler BLR-401 es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de operación del boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas entre 10 y 40°C. La mezcla agua/glicol fresco se encuentra en un circuito cerrado de operación. El sistema cuenta con alimentación fresca que es controlada por el sistema de control. La temperatura mínima de retorno del refrigerante es de 57°C.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	3	**C**	aumentando el flujo de agua/glicol en boiler reduciendo la temperatura a la salida del boiler. Escenario analizado en Nodo 2. 3. Temperatura de refrigerante por debajo de set point causando condensación de gases de efluente en boiler: corrosión y reducida succión de venteo.	• Sistema de paro de emergencia ante alarmas por presión/temperatura fuera de rango. • Sistema de paro de emergencia manual.	
			4. Falla de boiler.	3	DP	2	**C**	1. Falla en el suministro de calor al sistema PRS. Operación bajo temperaturas criogénicas. Escenario analizado en nodo 2.	• Sistema de control de tipo PID del equipo. • Medidores de presión a lo largo de línea de suministro de gas natural. • Sistema de paro de emergencia ante alarmas por presión/temperatura fuera de rango. • Sistema de paro de emergencia manual.	R1, R11.
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			
					DIP	2	**C**			
Parámetro: Mantenimiento										

Nodo 5: Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler BLR-401 es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de operación del boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas entre 10 y 40°C. La mezcla agua/glicol fresco se encuentra en un circuito cerrado de operación. El sistema cuenta con alimentación fresca que es controlada por el sistema de control. La temperatura mínima de retorno del refrigerante es de 57°C.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
5.11	Menos	Menos mantenimiento	1.- Fallas válvula de control de flujo, medidores de presión, medidores de temperatura, debido a desgastes internos o ruptura de algún elemento interno o de control (solenoides, elastómeros, etc).					1.- Fuga de gas natural a la atmósfera. Analizado en nodo 1.		
Parámetro: Corrosión										
5.12	Más	Más corrosión	1. El personal de mantenimiento no se encuentra capacitado y aplica de manera ineficiente el programa.					Analizado en nodo 1		
			2.- Incremento de la humedad relativa en el medio ambiente.					Analizado en nodo 1		
Parámetro: Pruebas (Integridad mecánica)										
5.13	No	Material incorrecto	1. Material fuera de especificaciones y sin la calidad solicitada, lo que ocasiona agrietamiento por fatiga de material, o agrietamiento inducido por nitrógeno.					Analizado nodo 1.		
Parámetro: Errores Humanos										

Nodo 5: Flujo de refrigerante en sistema de calentamiento HCM.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	El gas natural usado como combustible del boiler BLR-401 es suministrado por el sistema PRM después de reducir la presión a 59 Psi. La temperatura de operación del boiler debe ser entre 79 y 100°C para mantener la temperatura del gas entre 10 y 40°C. La mezcla agua/glicol fresco se encuentra en un circuito cerrado de operación. El sistema cuenta con alimentación fresca que es controlada por el sistema de control. La temperatura mínima de retorno del refrigerante es de 57°C.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
5.14	Otro que	1.- Sin de capacitación	1. Errores operativos en el cierre de válvulas al inicio y durante el proceso de descompresión.	Analizado en nodo 1.						
Parámetro: Agentes Externos										
5.15	Además de	1.- Sin seguridad y vigilancia	1. Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada.	Analizado en nodo 1.						
		2.- Fenómenos Climáticos	1.- Caída de una tormenta eléctrica que mediante un rayo ocasione daños a los semirremolques estacionados y PSR.	Analizado en nodo 1.						
			2.- Inundación en el patio de descarga de los semirremolques de GNC y PSR.	Analizado nodo 1.						
		3.- Fenómenos geológicos	1.- Sismo de magnitud igual o mayor a 7 grados escala de Richter.	Analizado en nodo 1.						
			2.- Hundimientos de terreno que puede causar movimiento o tensión en la PSR.	Analizado en nodo 1.						

Nodo 6. Gasoducto de acometida para válvulas de regulación de gas natural para suministro de equipos de AGRIZAR

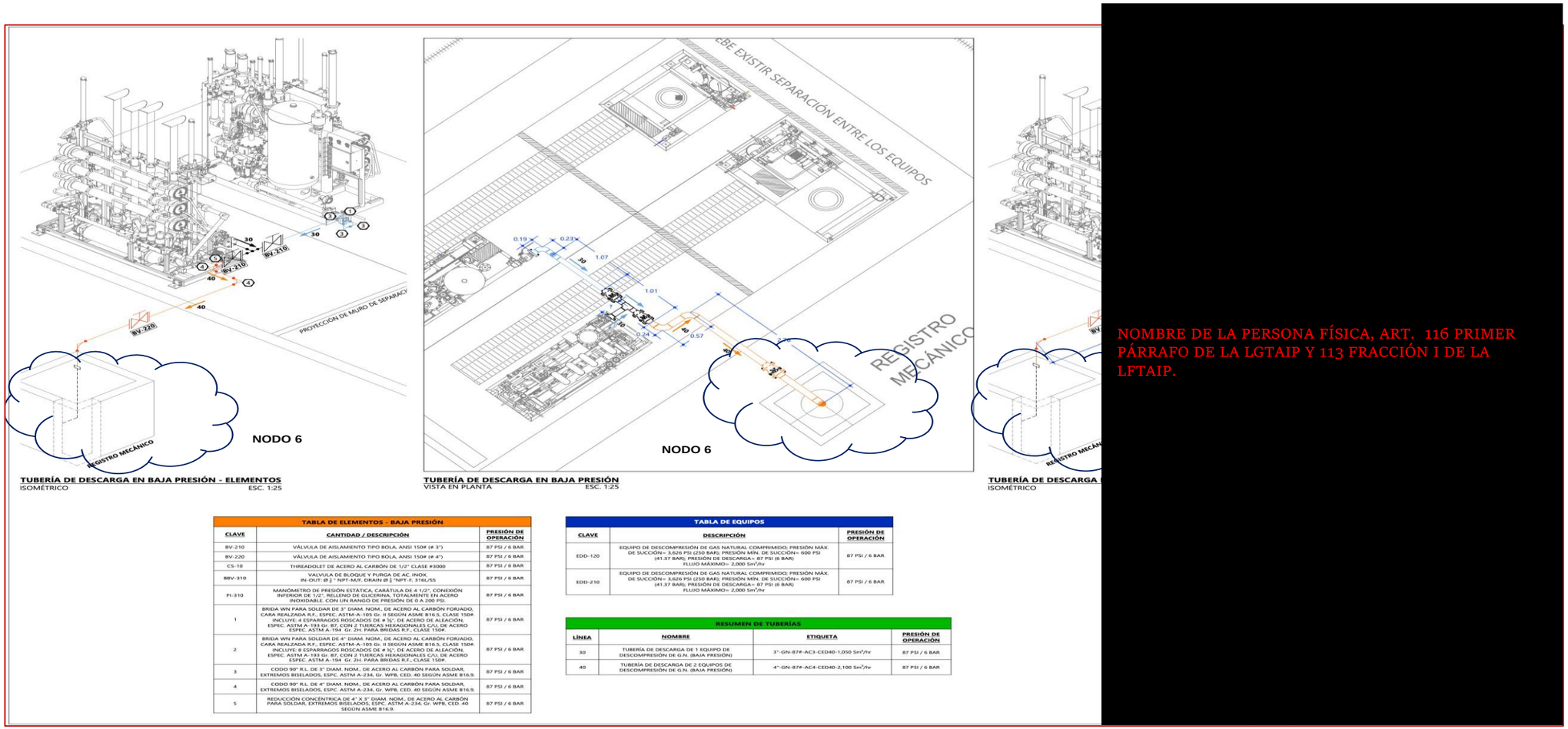


TABLA DE ELEMENTOS - BAJA PRESIÓN

CLAVE	CANTIDAD / DESCRIPCIÓN	PRESIÓN DE OPERACIÓN
BV-210	VÁLVULA DE AISLAMIENTO TIPO BOLA, ANSI 150# (Ø 3")	87 PSI / 6 BAR
BV-220	VÁLVULA DE AISLAMIENTO TIPO BOLA, ANSI 150# (Ø 4")	87 PSI / 6 BAR
CS-10	THREADOLET DE ACERO AL CARBÓN DE 1/2" CLASE #3000	87 PSI / 6 BAR
88V-310	VALVULA DE BLOQUE Y PURGA DE AC, INOX. IN-OUT: Ø ¼" NPT-MVF, DRAIN Ø ¼" NPT-F, 316L/SS	87 PSI / 6 BAR
PI-310	MANÓMETRO DE PRESIÓN ESTÁTICA, CARÁTULA DE 4 1/2", CONEXIÓN INFERIOR DE 1/2", RELLENO DE GLICERINA, TOTALMENTE EN ACERO INOXIDABLE, CON UN RANGO DE PRESIÓN DE 0 A 200 PSI.	87 PSI / 6 BAR
1	BRIDA WN PARA SOLDAR DE 3" DIAM. NOM., DE ACERO AL CARBÓN FORJADO, CARA REALZADA R.F., ESPEC. ASTM-A-105 Gr. II SEGÚN ASME B16.5, CLASE 150#. INCLUYE: 4 ESPARRAGOS ROSCADOS DE # ⅝", DE ACERO DE ALEACIÓN, ESPEC. ASTM A-193 Gr. B7, CON 2 TUERCAS HEXAGONALES C/U, DE ACERO ESPEC. ASTM A-194 Gr. 2H. PARA BRIDAS R.F., CLASE 150#.	87 PSI / 6 BAR
2	BRIDA WN PARA SOLDAR DE 4" DIAM. NOM., DE ACERO AL CARBÓN FORJADO, CARA REALZADA R.F., ESPEC. ASTM-A-105 Gr. II SEGÚN ASME B16.5, CLASE 150#. INCLUYE: 8 ESPARRAGOS ROSCADOS DE # ⅝", DE ACERO DE ALEACIÓN, ESPEC. ASTM A-193 Gr. B7, CON 2 TUERCAS HEXAGONALES C/U, DE ACERO ESPEC. ASTM A-194 Gr. 2H. PARA BRIDAS R.F., CLASE 150#.	87 PSI / 6 BAR
3	CODO 90° R.L. DE 3" DIAM. NOM., DE ACERO AL CARBÓN PARA SOLDAR, EXTREMOS BISELADOS, ESPC. ASTM A-234, Gr. WPB, CED. 40 SEGÚN ASME B16.9.	87 PSI / 6 BAR
4	CODO 90° R.L. DE 4" DIAM. NOM., DE ACERO AL CARBÓN PARA SOLDAR, EXTREMOS BISELADOS, ESPC. ASTM A-234, Gr. WPB, CED. 40 SEGÚN ASME B16.9.	87 PSI / 6 BAR
5	REDUCCIÓN CONCÉNTRICA DE 4" X 3" DIAM. NOM., DE ACERO AL CARBÓN PARA SOLDAR, EXTREMOS BISELADOS, ESPC. ASTM A-234, Gr. WPB, CED. 40 SEGÚN ASME B16.9.	87 PSI / 6 BAR

TABLA DE EQUIPOS

CLAVE	DESCRIPCIÓN	PRESIÓN DE OPERACIÓN
EDD-120	EQUIPO DE DESCOMPRESIÓN DE GAS NATURAL COMPRIMIDO; PRESIÓN MÁX. DE SUCCIÓN= 3,626 PSI (250 BAR); PRESIÓN MÍN. DE SUCCIÓN= 600 PSI (41.37 BAR); PRESIÓN DE DESCARGA= 87 PSI (6 BAR) FLUJO MÁXIMO= 2,000 Sm^3/hr	87 PSI / 6 BAR
EDD-210	EQUIPO DE DESCOMPRESIÓN DE GAS NATURAL COMPRIMIDO; PRESIÓN MÁX. DE SUCCIÓN= 3,626 PSI (250 BAR); PRESIÓN MÍN. DE SUCCIÓN= 600 PSI (41.37 BAR); PRESIÓN DE DESCARGA= 87 PSI (6 BAR) FLUJO MÁXIMO= 2,000 Sm^3/hr	87 PSI / 6 BAR

RESUMEN DE TUBERÍAS

LÍNEA	NOMBRE	ETIQUETA	PRESIÓN DE OPERACIÓN
30	TUBERÍA DE DESCARGA DE 1 EQUIPO DE DESCOMPRESIÓN DE G.N. (BAJA PRESIÓN)	3"-GN-87#-AC3-CED40-1,050 Sm^3/hr	87 PSI / 6 BAR
40	TUBERÍA DE DESCARGA DE 2 EQUIPOS DE DESCOMPRESIÓN DE G.N. (BAJA PRESIÓN)	4"-GN-87#-AC4-CED40-2,100 Sm^3/hr	87 PSI / 6 BAR

[redacted]
NOMBRE DE LA PERSONA FÍSICA, ART. 116 PRIMER PÁRRAFO DE LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Nodo 6. Hojas de trabajo HAZOP.

Nodo 6: Suministro de gas natural en tuberías de baja presión.					**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)					
Intención:	Suministro de gas natural en tuberías de 1" D.N. en los equipos de la empresa Invernaderos AGRIZAR de tres válvulas de regulación, con flujos de 1,050 Sm^3/hr a una distancia de 7.0 metros respectivamente.				**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS, Plano isométrico de tubería de baja presión.					
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
Parámetro: Presión										
6.1	Más	Más Presión	1. Aumento de la temperatura del gas natural, debido a agentes externos, tales como un incendio, provocando alta presión.	2	DP	2	**D**	1.- Sobrecalentamiento de la tubería ocasionando una sobre presión que puede ocasionar ruptura y fuga de gas natural.	• Paro de emergencia manual a través de la válvula de aislamiento BV-210.	R1
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			
					DIP	2	**D**			
6.2	Menos	Menos Presión	1. Fuga en conexiones, sellos o bridas. 2. Válvula BV-220 parcialmente cerrada por descuido operacional	3	DP	2	**C**	1.- Falta de suministro a los equipos de la empresa AGRIZAR. 2. Fuga de gas natural a la atmósfera.	• Paro de emergencia manual a través de la válvula de aislamiento BV-210. • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por temperatura/presión fuera de diseño.	R1, R11
					EP	2	**C**			
					IA	2	**C**			

Nodo 6: Suministro de gas natural en tuberías de baja presión.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Suministro de gas natural en tuberías de 1" D.N. en los equipos de la empresa Invernaderos AGRIZAR de tres válvulas de regulación, con flujos de 1,050 Sm^3/hr a una distancia de 7.0 metros respectivamente.							**Procedimientos y Planos**		
								DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS, Plano isométrico de tubería de baja presión.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
					DIP	2	**C**			
			2. Ruptura parcial o total de la tubería por poro de corrosión o golpe extremo.	3	DP	4	**C**	1.- Fuga de gas natural de nube explosiva con posibilidad de incendio y explosión.	• Paro de emergencia manual a través de la válvula de aislamiento BV-210. • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por temperatura/presión fuera de diseño.	R11.
					EP	4	**C**			
					IA	4	**C**			
					DIP	4	**C**			
6.3	No	No presión	1.- Falla de suministro de gas natural. 2.- Válvula de recepción BV-220 cerrada por descuido operacional	2	DP	2	**D**	1. No hay consecuencias en el nodo.	• Paro de emergencia manual a través de la válvula de aislamiento BV-210. • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por temperatura/presión fuera de diseño.	R,1, R11
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			
					DIP	2	**D**			
Parámetro: Flujo										

Nodo 6: Suministro de gas natural en tuberías de baja presión.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Suministro de gas natural en tuberías de 1" D.N. en los equipos de la empresa Invernaderos AGRIZAR de tres válvulas de regulación, con flujos de 1,050 Sm^3/hr a una distancia de 7.0 metros respectivamente.							**Procedimientos y Planos**		
								DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS, Plano isométrico de tubería de baja presión.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
6.4	Más	Más flujo	1. Falla del regulador REG-01.	2	DP	2	D	1. Aumento de flujo en tubería ocasionando sobre presión y posibilidad de fuga de gas natural en conexiones, bridas y sellos.	• Paro de emergencia manual a través de la válvula de aislamiento BV-210. • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por flujo fuera de operación.	R1, R11
					EP	2	D			
					IA	2	D			
					DIP	2	D			
6.5	Menos	Menos flujo	1. Fuga en conexiones, bridas o sellos.	2	DP	3	C	1. Fuga de gas natural a la atmósfera.	• Paro de emergencia manual a través de la válvula de aislamiento BV-210. • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por temperatura/presión fuera de diseño.	R1, R11
					EP	3	C			
					IA	3	C			
					DIP	3	C			
			2. Falla en medidor de flujo / válvula de alimentación BV-220.	2	DP	1	D	1. Falla en el suministro de gas natural a los equipos de la empresa AGRIZAR.	• Paro de emergencia manual a través de la válvula de aislamiento BV-210. • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por flujo fuera de operación.	R1, R11
					EP	1	D			
					IA	1	D			
					DIP	1	D			
6.6	No	No flujo		2	DP	1	D			

Nodo 6: Suministro de gas natural en tuberías de baja presión.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Suministro de gas natural en tuberías de 1" D.N. en los equipos de la empresa Invernaderos AGRIZAR de tres válvulas de regulación, con flujos de 1,050 Sm^3/hr a una distancia de 7.0 metros respectivamente.							**Procedimientos y Planos**		
								DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS, Plano isométrico de tubería de baja presión.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
			1. Falla de la PRS para el suministro de as natural		EP	1	**D**	1. Pérdidas económicas por sanciones por la falta de suministro de gas natural	• Programa de suministro de contenedores de semirremolques de GNC.	
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			
Parámetro: Temperatura										
6.7	Más	Más temperatura	1.- Sobrecalentamiento de la tubería de suministro de gas natural por temperaturas extremas.	2	DP	2	**D**	1. Sobrepresión en el ducto de gas natural.	• Paro de emergencia manual a través de la válvula de aislamiento BV-210. • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por temperatura/presión fuera de diseño.	R1, R11
					EP	2	**D**			
					IA	2	**D**			
					DIP	2	**D**			
6.8	Menos	Menos Temperatura	1. Disminución de la temperatura ambiental.	2	DP	1	**D**	1. Sin consecuencias en el nodo.	• Paro de emergencia manual a través de la válvula de aislamiento BV-210. • Sistema de paro de emergencia automático ante alarmas por temperatura/presión fuera de diseño.	
					EP	1	**D**			
					IA	1	**D**			
					DIP	1	**D**			

Nodo 6: Suministro de gas natural en tuberías de baja presión.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Suministro de gas natural en tuberías de 1" D.N. en los equipos de la empresa Invernaderos AGRIZAR de tres válvulas de regulación, con flujos de 1,050 Sm^3/hr a una distancia de 7.0 metros respectivamente.							**Procedimientos y Planos**		
								DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS, Plano isométrico de tubería de baja presión.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
Parámetro: Mantenimiento										
6.9	Menos	Menos mantenimiento	1.- Fallas válvula de control de flujo, medidores de presión, medidores de temperatura, debido a desgastes internos o ruptura de algún elemento interno o de control (solenoides, elastómeros, etc).					1.- Fuga de gas natural a la atmósfera. Analizado en nodo 1.		
Parámetro: Corrosión										
6.10	Más	Más corrosión	1. El personal de mantenimiento no se encuentra capacitado y aplica de manera ineficiente el programa.					Analizado en nodo 1		
			2.- Incremento de la humedad relativa en el medio ambiente.					Analizado en nodo 1		
Parámetro: Pruebas (Integridad mecánica)										
6.11	No	Material incorrecto	1. Material fuera de especificaciones y sin la calidad solicitada, lo que ocasiona agrietamiento por fatiga de material, o agrietamiento inducido por nitrógeno.					Analizado nodo 1.		
Parámetro: Errores Humanos										

Nodo 6: Suministro de gas natural en tuberías de baja presión.								**Grupo de trabajo:** VPM & B + F (ABF SERVICIOS TÉCNICOS S.C.)		
Intención:	Suministro de gas natural en tuberías de 1” D.N. en los equipos de la empresa Invernaderos AGRIZAR de tres válvulas de regulación, con flujos de 1,050 Sm^3/hr a una distancia de 7.0 metros respectivamente.							**Procedimientos y Planos** DTI Equipo Integrado de Descompresión, Filosofía de Operación, Diagramas y dibujos del PRS, Plano isométrico de tubería de baja presión.		
DP: Daños al Personal			**EP**: Efectos a la Población					**IA**: Impacto ambiental		**DIP**: Daños a la Producción/Instalación
Escenario	**Guía**	**Desviación**	**Causa**	**F**	**MR**	**C**	**R**	**Consecuencias**	**Salvaguardas**	**Recomendaciones**
6.12	Otro que	1.- Sin de capacitación	1. Errores operativos en el cierre de válvulas al inicio y durante el proceso de descompresión.	Analizado en nodo 1.						
Parámetro: Agentes Externos										
6.13	Además de	1.- Sin seguridad y vigilancia	1. Eventos no controlados de agentes externos como actos de sabotaje, vandalismo o delincuencia organizada.	Analizado en nodo 1.						
		2.- Fenómenos Climáticos	1.- Caída de una tormenta eléctrica que mediante un rayo ocasione daños a los semirremolques estacionados y PSR.	Analizado en nodo 1.						
			2.- Inundación en el patio de descarga de los semirremolques de GNC y PSR.	Analizado nodo 1.						
		3.- Fenómenos geológicos	1.- Sismo de magnitud igual o mayor a 7 grados escala de Richter.	Analizado en nodo 1.						
			2.- Hundimientos de terreno que puede causar movimiento o tensión en la PSR.	Analizado en nodo 1.						