MANIFIESTO DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD PARTICULAR

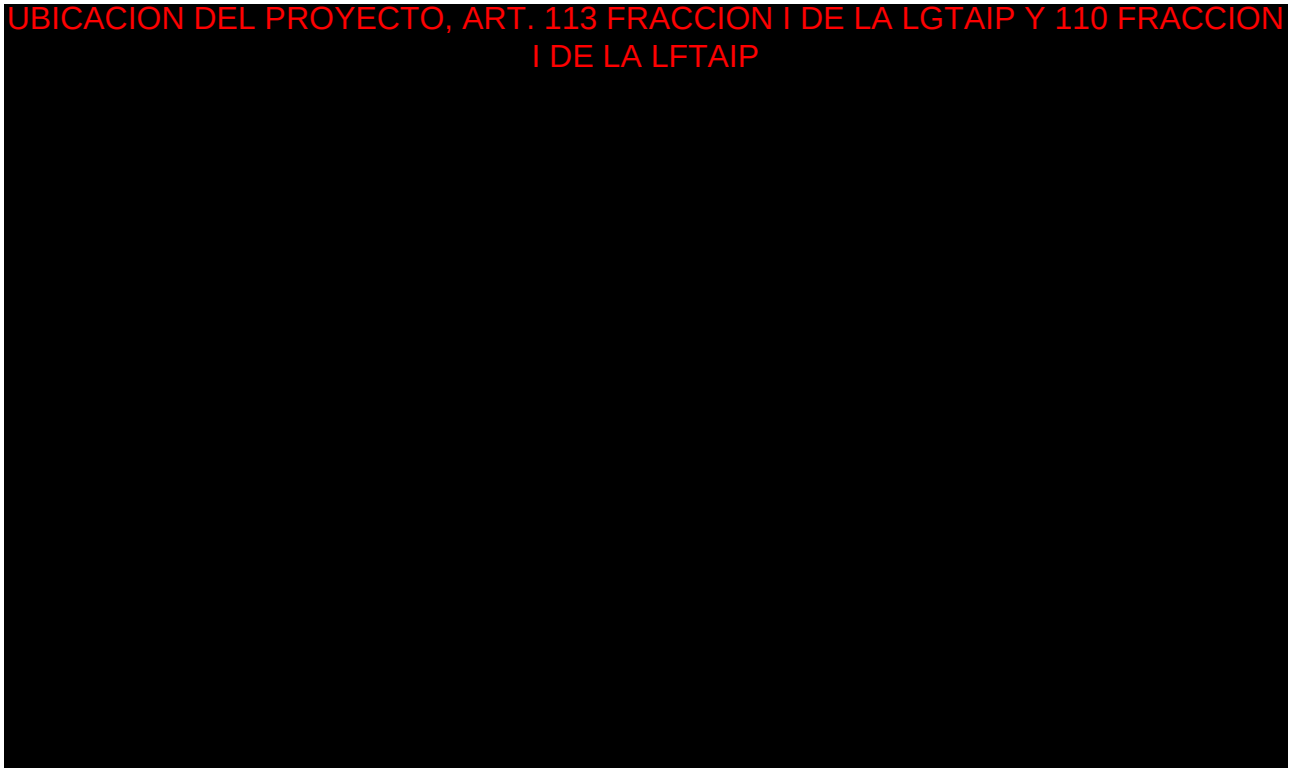
PROYECTO

"ALMACENAMIENTO DE GAS L.P. EN CAVERNA DE SAL GEOLÓGICAMENTE ESTABLE"

ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

INSTALACIONES EN OPERACIÓN

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



REGULADO

ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS DEL SURESTE S.A. 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

1.- OBJETIVO: *20*

2.- alcances *22*

3.- DEFINICIONES *23*

4.- contenido del analisis de riesgo para el sector hidrocarburos *26*

4.1.- Descripción general del proyecto y/o instalación *28*

4.1.1.- Bases de diseño 28

4.1.1.1.- Códigos y Normas Internacionales y nacionales 29

4.1.- Descripción del Proyecto y/o Instalación 35

4.2.- Descripción Detallada del Proceso 44

4.2.1.- Filosofía de Operación 45

4.2.1.1. Alcance 45

4.2.1.2. Abreviaturas 46

4.2.1.3. Documentos del Proceso 47

4.2.1.4. Filosofía de Operación del ducto de interconexión de 16" Ø operado por PEMEX 48

4.2.1.4.1. Programa de extracción e inyección 49

4.2.1.4.2. Operación Normal 55

4.2.1.4.3. Inicio de Operación 55

4.2.1.4.4. Incremento y reducción de flujo 55

4.2.1.4.5. Operación anormal 55

4.2.1.4.6. Condición de emergencia 56

4.2.1.4.7. Cierre o apertura de válvulas troncales 57

4.2.1.4.8. Monitoreo de condiciones operativas 59

4.2.1.4.9. Límite de Frontera 60

4.2.1.4.10. Protocolo de Comunicación 60

4.2.1.5. Filosofía de Operación de la instalación por parte de ASSE 61

4.2.1.5.1. Descripción General 61

4.2.1.5.1.1. Recepción de Gas LP a partir del ducto en operación hacia la caverna.....62

4.2.1.5.1.2. Envío del Gas LP desde la caverna en operación hacia el ducto 62

4.2.1.5.1.3. Control general del proceso.....63

4.2.1.5.1.3.1. Equipo controlado por el SCADA de PEMEX y el estado repetido en el DCS 63

4.2.1.5.1.3.2. Equipo controlado por el DCS y estado repetido en el SCADA de PEMEX 63

4.2.1.5.1.4. Posición de las válvulas MOV en el estado estacionario 64

4.2.1.5.1.5. Recepción del Gas LP desde el ducto en operación (PO1) 65

4.2.1.5.1.5.1. Descripción 65

4.2.1.5.1.5.2. Sistema de recepción de Gas LP 68

4.2.1.5.1.5.3. Sistema de medición de Gas LP 68

4.2.1.5.1.5.4. Sistema de bombeo de Gas LP.....69

4.2.1.5.1.5.4.1. Válvulas de control de entrada PV-215/225 70

4.2.1.5.1.5.4.2. Bombas de inyección de Gas LP a la Caverna 70

4.2.1.5.1.5.4.3. Válvulas de control de descarga FV-200A/200B/200C 74

4.2.1.5.1.5.5. Sistema de almacenamiento de Gas LP 75

4.2.1.5.1.5.6. Sistema de Salmuera 77

4.2.1.5.1.5.7. Resumen de los puntos de ajuste (consignas).....79

4.2.1.5.1.6. Envío de Gas LP desde la Caverna hacia ducto en operación (OP2) 82

4.2.1.5.1.6.1. Descripción 82

4.2.1.5.1.6.2. Sistema de Salmuera 85

4.2.1.5.1.6.2.1. Ajustes de configuración para envío de Gas LP desde la caverna hacia el ducto86

4.2.1.5.1.6.3. Sistema de almacenamiento 91

4.2.1.5.1.6.4. Sistema de deshidratación del Gas LP 92

4.2.1.5.1.6.4.1. Equipo de coalescencia TA-602 93

4.2.1.5.1.6.4.2. Paquete de deshidratación SG-601 93

4.2.1.5.1.6.5. Sistema de medición de Gas LP 93

4.2.1.5.1.6.6. Interconexión al ducto de PEMEX 94

4.2.1.5.1.6.7. Sistema de reducción de presión de Gas LP 94

4.2.1.5.1.6.7.1. Válvulas de control de presión PV-710/PV-720 95

4.2.1.5.1.6.7.2. Válvulas combinadas de control de caudal y presión PV-215/PV-225 96

4.2.1.5.1.6.7.3. Resumen de los puntos de ajuste (consignas) 96

4.2.1.5.1.7. Gas combustible 98

4.2.1.5.1.7.1. Descripción 98

4.2.1.5.1.7.2. Tanque de almacenamiento de gas combustible (SC-751) y bomba de gas combustible (BR-751) 98

4.2.1.5.1.7.3. Paquete de acondicionamiento de gas combustible (PC-751) 100

4.2.1.5.1.7.4. Resumen de los puntos de ajuste (consignas) 102

4.2.1.5.1.8. Sistema de desfogue 103

4.2.1.5.1.8.1. Descripción 103

4.2.1.5.1.8.2. Resumen de los puntos de ajuste (consignas) 105

4.2.1.5.1.9. Sistema de agua de servicio 105

4.2.1.5.1.9.1. Descripción 105

4.2.1.5.1.9.2. Resumen de los puntos de ajuste (consignas) 107

4.2.1.5.1.10. Sistema de aire 107

4.2.1.5.1.11. Otras operaciones 108

4.2.1.5.1.11.1. Transferencia de la salmuera de Estanque a Estanque (OP3) 108

4.2.1.5.1.11.2. Reciclaje hacia estanque desde sumidero ESA-510 109

4.2.1.5.1.12. Operación de puesta en marcha 109

4.2.1.5.1.12.1. Operación preliminares....109

4.2.1.5.1.12.2. Puesta en marcha....110

4.2.1.5.1.13. Operación de cierre o paro general....111

4.2.1.5.1.13.1. Paro general normal....111

4.2.1.5.1.13.2. Paro de emergencia....111

4.2.1.5.1.14. Operación de reinicio....111

4.2.1.5.1.14.1. Reiniciar después de un paro normal....111

4.2.1.5.1.14.2. Reiniciar después de un paro de emergencia....112

4.2.1.5.1.15. Paro por mantenimiento....112

4.2.1.5.1.15.1. Paro por mantenimiento de una bomba....112

4.2.1.5.1.15.2. Paro por mantenimiento del paquete de deshidratación....112

4.2.1.5.1.16. Sistema de detección/recolección de fugas de piletas....112

4.3.- Descripción del entorno....114

4.3.1.- Ubicación de la instalación....114

4.3.2.- Zonas vulnerables dentro de un radio de 500 metros a partir del límite de baterías de la instalación....116

4.3.2.1.- Inundaciones....122

4.3.2.2.- Ciclones Tropicales....123

4.3.2.3.- Sequías....124

4.3.2.4.- Riesgo por Granizo....125

4.3.2.5.- Heladas....126

4.3.2.6.- Susceptibilidad a deslizamientos y hundimientos....127

4.3.2.7.- Sismicidad....128

4.3.2.7.- Geología....130

4.3.2.8.- Edafología....131

4.3.2.9.- Vegetación.....133

4.3.2.10.- Fauna.....138

4.4.- Análisis preliminar de peligros.....140

4.4.1. Metodología HAZID.....140

4.4.1.1. Relación de peligros identificados y jerarquización en base a su nivel de riesgo.....145

4.4.1.3. Cuantificación de resultados y su método ALARP.....149

4.4.1.4. Rango de índice de riesgo.....149

4.4.1.5. Recomendaciones para la administración de los peligros.....152

4.4.2.- Antecedentes de accidentes e incidentes de proyectos e instalaciones similares.....157

4.5.- Identificación de peligros, evaluación y análisis de riesgos.....167

4.5.1.- Análisis cualitativo de riesgos.....167

4.5.2.- Análisis cuantitativo de Riesgo.....200

4.5.2.1.- Análisis detallado de frecuencias.....200

4.5.2.2.- Análisis detallado de consecuencias.....208

4.5.2.3.- Representación en planos de los resultados de la simulación de consecuencia (radios potenciales de afectación).....290

4.5.3. Análisis de Riesgo.....316

4.5.3.1. Reposicionamiento de los análisis de Riesgo.....316

4.5.3.1.1. Análisis cuantitativo de las FIS para determinar el SIL del Sistema de Almacenamiento Subterráneo de Gas LP.....316

4.5.3.2. Análisis de vulnerabilidad.....329

4.5.4. Determinación de medidas de reducción de Riesgo adicionales para escenarios de riesgo no tolerables y/o ALARP, (As Low As Reasonably Practicable, Tan Bajo como sea razonablemente factible).....339

4.5.4.1. Nivel Integral de Seguridad (SIL, por sus siglas en inglés) del proyecto y/o instalación339

4.6.- Sistemas de seguridad y medidas para administrar los escenarios de riesgo.....340

4.5.4.2. Breve descripción del Sistema de Almacenamiento Subterráneo de Gas LP en Shalapa343

4.5.4.3. Desarrollo del análisis de determinación del SIL.....346

4.5.4.4. Definición de los criterios de aceptabilidad de riesgos.....347

4.5.4.5. Identificación de los eventos peligrosos y evaluación de su frecuencia y gravedad. 349

4.5.4.6. Identificación de los eventos iniciales.....353

4.5.4.7. Identificación de Capas de Protección Independientes (CPI) 353

4.5.4.8. Evaluación de la Efectividad de las CPI's 355

4.5.4.9. Propuesta del diseño conceptual del SIS, en caso de requerirse. 356

4.5.4.10. Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) y Sistema de Control Básico de Proceso (SCBP) 356

4.5.4.10.1. Sistema de Control Básico de Proceso 356

4.5.4.10.2. Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) 357

4.5.4.11. Independencia entre el SIS y el SCBP 360

4.5.4.12. Nivel de Integridad de Seguridad (SIL).....362

4.5.4.13. Función Instrumentada de Seguridad (FIS) 363

4.5.4.14. Especificación de los Requerimientos de Seguridad. 364

4.5.4.15. Metodología semi-cuantitaiva para determinar el Nivel de Integridad de la Seguridad de las FIS del Sistema de Almacenamiento Subterráneo de Gas LP en Shalapa 364

4.5.4.16. Recomendaciones LOPA 378

4.6.- Sistemas de seguridad y medidas para administrar los escenarios de riesgo 379

4.7.- Conclusiones y recomendaciones.....419

4.8.- Resumen ejecutivo 427

4.8.1.- Breve descripción del proceso 427

4.8.2.- Identificación y jerarquización de riesgos.....430

4.8.3.- Informe Técnico 467

4.9.- Identificación de los instrumentos metodológicos y elementos técnicos que sustentan la información presentada en el análisis de riesgo (Anexos) 473

4.9.1. Diagramas de flujo de proceso 473

4.9.2. Diagramas de Tubería e Instrumentación 473

4.9.3. Hojas de trabajo 474

4.9.4. Instrucciones de seguridad 474

4.9.5. Bibliografía 476

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de equipos principales y auxiliares de la Instalación. 37

Tabla 2. Resumen de las características de los ductos 43

Tabla 3. Sustancias a manejar y almacenar 44

Tabla 4. Composición de la mezcla 44

Tabla 5. Condiciones y parámteros de entrada del LPG 44

Tabla 6. Características del Gas LP 44

Tabla 7. Posición de las válvulas MOV en el estado estacionario 64

Tabla 8. Posición de las válvulas durante larecepción del LPG 66

Tabla 9. Cantidad de bombas de funcionamiento 72

Tabla 10. Valores del regulador de la válvula 75

Tabla 11. Puntos de ajuste (consignas) 79

Tabla 12. Posición de las válvulas durante envío de GLP desde la carverna al ducto 83

Tabla 13. Puntos de ajustes (consignas) 96

Tabla 14. Resumen de los puntos de ajuste (consignas) 103

Tabla 15. Puntos de ajuste (consignas) 105

Tabla 16. Puntos de ajuste (consignas) 107

Tabla 17. Coordenadas UTM Z15 WGS84 del polígono de la instalación 114

Tabla 18. Principales zonas colindante del proyecto a partir del límite de baterías del polígono ..117

Tabla 19. Pendientes en el área del proyecto.....131

Tabla 20. Listado de especies vegetales presentes en el área del proyecto 135

Tabla 21. Especies protegidas y/o listadas bajo alguna categoría de riesgo 140

Tabla 22. Determinación de la consecuencia 143

Tabla 23. Categoria de frecuencias 145

Tabla 24. Resultados de grados de riesgos por categoria y actividad 145

Tabla 25. Índice de Riesgo.....149

Tabla 26. Cuantificación de Riesgos de las categorias mencionadas en el HAZID 151

Tabla 27. Cuantificación de riesgo de los peligros para cada categoría analizada.....151

Tabla 28. Recomendaciones generadas de las sesiones de HAZID.....153

Tabla 29. Emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (período 200-2014).....160

Tabla 30. Tipo de emergencias químicas reportadas a la profepa (perìodod 2000-2014).....164

Tabla 31. Sustancias involucradas en los accidentes químicos reportados a la PROFEPA (período 2000-2014).....165

Tabla 32. Antecedentes de accidentes e incidentes.....166

Tabla 33. Palabras guía más utilizadas en la metodología HaZop.....171

Tabla 34. Categorias de frecuencias.....178

Tabla 35. Categoria de consecuencias.....178

Tabla 36. Lista de nodos HaZop 179

Tabla 37. Lista de nodos especificos del Hazop.....180

Tabla 38. Lista de Nodos ¿Qué pasa Sí? 182

Tabla 39. Lista de desviaciones 183

Tabla 40. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños al Personal Hazop 184

Tabla 41. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Población Hazop 184

Tabla 42. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños al Ambiente Hazop 184

Tabla 43. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Producción Hazop....185

Tabla 44. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Instalación Hazop 185

Tabla 45. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños al Personal ¿Qué pasa sí?186

Tabla 46. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Población ¿Qué pasa sí? 186

Tabla 47. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños al Ambiente ¿Qué pasa sí?187

Tabla 48. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Producción ¿Qué pasa sí? 187

Tabla 49. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Instalación ¿Qué pasa sí? 188

Tabla 50. Escenarios de riesgo identificados del HaZop 188

Tabla 51. Escenarios de riesgo identificados de ¿Qué pasa sí? 197

Tabla 52. Hipotésis seleccionadas 199

Tabla 53. Simbología Utilizada por el Análisis de Árbol de Fallas 201

Tabla 54. Probabilidades de falla utilizadas para las Hipótesis desarrolladas 204

Tabla 55. Resultados de solución de árboles de fallas. 208

Tabla 56. Listado de sustancia manejadas en el análisis de consecuencias 209

Tabla 57. Composición del Gas LP 210

Tabla 58. Condiciones de operación a consierar en el análisis de consecuencias 210

Tabla 59. Criterios a considerar de acuerdo al tipo de caso a simular 211

Tabla 60. Consideraciones para seleccionar los diámetros equivalentes de fuga (DEF).....213

Tabla 61. Datos para el inventario y la tasa de descarga 215

Tabla 62. Historial de condiciones meteorológicas del sitio 2013-2015. 217

Tabla 63. Condiciones de pasquill 219

Tabla 64. Valores Umbrales seleccionados 221

Tabla 65. Efectos generados a diferentes intensidades de Radiación Térmica 222

Tabla 66. Efectos del Flash Fire 222

Tabla 67. Vulnerabilidad de Materiales 223

Tabla 68. Efectos estimados por sobrepresión 223

Tabla 69. Fuga de LPG en la unión bridada de la línea de 24" que entrega de la caverna a PEMEX LPG ducto. (Caso más probable "CMP") 225

Tabla 70. Fuga de LPG por la unión bridada en la descarga de la bomba BA-201 (Caso más probable "CMP") 226

Tabla 71. Emisión de LPG por la línea de 18" de salida de salmuera hacia las piletas (Caso más probable "CMP") 227

Tabla 72. Fuga de LPG por un poro de corrosión equivalente a 2.0"en la cubeta de alguna trampa de diablos (Caso más probable "CMP") 227

Tabla 73. Fuga de LPG en el patín de medición por poro de corrosión (aguas abajo de la válvula PV-710/720) Caso Alterno "CA") 228

Tabla 74. Ruptura catastrófica de la línea de 16" del patín de medición (Peor Caso "PC") 229

Tabla 75. Ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna (Peor Caso "PC") 230

Tabla 76. Radios de afectación en los escenarios de riesgo propuestos y modelados 259

Tabla 77. Datos del escenario de riesgo AC-SHALAPA-01-CMP 301.4.2 Jet Fire; 301.4.2. Fire Flash; 301.4.2 Explosion 261

Tabla 78. AC-SHALAPA-02-CMP Datos del escenario de riesgo 301.4.2 Jet Fire; 301.4.2. Fire Flash; 301.4.2 Explosion 265

Tabla 79. AC-SHALAPA-03-CMP Datos del escenario de riesgo 901.4.1. Fire Flash; 901.4.1 Explosion INM; 901.41 Explosion retardada 269

Tabla 80. AC-SHALAPA-04-CMP Datos del escenario de riesgo 1.3 Jet Fire; 1.3. Fire Flash; 1.3 Explosion 273

Tabla 81. AC-SHALAPA-05-CA Datos del escenario de riesgo 1.3 Jet Fire; 1.3. Fire Flash; 1.3 Explosion 277

Tabla 82. AC-SHALAPA-06-PC Datos del escenario de riesgo 401.1.2 Jet Fire; 401.1.2. Fire Ball; 401.1.2. Fire Flash, 401.1.2 Explosion INM; 401.1.2 Explosion retardada 281

Tabla 83. AC-SHALAPA-07-PC Datos del escenario de riesgo 101.1.1 Jet Fire; 101.1.1. Fire Ball; 101.1.1. Fire Flash, 101.1.1 Explosion INM; 101.1.1 Explosion retardada.....286

Tabla 84. Simbología para la elaboración de un árbol de fallas 317

Tabla 85. Asignación de SIL con base en Probabilidades de Falla en Demanda (PFD) y/o factor de Riesgo Reducido (FRR) 321

Tabla 86. Guías de Riesgo Tolerables.....321

Tabla 87. Probabilidades de Falla en Demanda Promedio utilizadas para el Sistema de Almacenamiemnto de Gas LP en Shalapa Veracruz 323

Tabla 88. Resultados del Cálculo del SIL para cada FIS del sistema de Almacenamiento de Gas LP en Shalap**a**.....324

Tabla 89. Tabla de resultados de SIL 328

Tabla 90. Interacciones de riesgo 330

Tabla 91. Descripción de los posibles receptores de riesgo.....333

Tabla 92. Diagramas de tubería e instrumentación utilizados 342

Tabla 93. Guías de Riesgo Tolerable.....348

Tabla 94. Estimación de la frecuencia de ocurrencia de los eventos 350

Tabla 95. Guía para evaluar la gravedad de las consecuencias de un escenario de riesgo 350

Tabla 96. Índice de Riesgo.....352

Tabla 97. Calificación de la confiabilidad de las CPI's.....355

Tabla 98. Niveles de Integridad de Seguridad (SIL) 362

Tabla 99. Falla mínima tolerable de sub-sistemas -herramientas útil para diseñar la arquitectura de un SIS 363

Tabla 100. Probabilidades de Falla en Demanda utilizadas para el desarrollo de la metodología LOP-SIL 369

Tabla 101. Resultados del Cálculo del SIL Objetivo para los escenarios de riesgo seleccionados del Análisis de Riesgos del Sistema Subterráneo de Gas LP en Shalapa 372

Tabla 102. Recomedaciones LOPA 378

Tabla 103. Inventario de equipo y servicios pàra la atención a emergencias 380

Tabla 104. Jerarquización de recomendaciones específicas por causas de riesgo asociadas 386

Tabla 105. Programa calendarizado para el cumplimiento de los hallazgos de la auditoria externa al sistema de administración autorizado. 414

Tabla 106. Escenarios simulados y resultados 421

Tabla 107. Posición de válvulas MOV 429

Tabla 108. Lista de sustancias manejadas en la planta 430

Tabla 109. Resultados de grados de riesgos por categoria y actividad 431

Tabla 110. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños al Personal Hazop 436

Tabla 111. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Población Hazop 436

Tabla 112. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños al Ambiente Hazop 437

Tabla 113. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Producción Hazop 437

Tabla 114. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Instalación Hazop 438

Tabla 115. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños al Personal ¿Qué pasa sí?438

Tabla 116. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Población ¿Qué pasa sí? 439

Tabla 117. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños al Ambiente ¿Qué pasa sí?439

Tabla 118. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Producción ¿Qué pasa sí? 440

Tabla 119. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Instalación ¿Qué pasa sí? 440

Tabla 120. Hipotésis seleccionadas. 441

Tabla 121. Resultados de solución de árboles de fallas. 442

Tabla 122. Datos para el inventario y la tasa de descarga 444

Tabla 123. Escenarios simulados y resultados 445

Tabla 91. Descripción de los posibles receptores de riesgo 447

Tabla 125. Resultados del Cálculo del SIL para cada FIS del sistema de Almacenamiento de Gas LP en Shalap**a** 453

Tabla 126. Tabla de resultados de SIL 457

Tabla 127. Guías de Riesgo Tolerable. 458

Tabla 128. Resultados del Cálculo del SIL Objetivo para los escenarios de riesgo seleccionados del Análisis de Riesgos del Sistema Subterráneo de Gas LP en Shalapa 459

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Diagrama de flujo de proceso del escenario 1 50

Ilustración 2. Diagrama de flujo de proceso del escenario 2 51

Ilustración 3. Diagrama de flujo de proceso del escenario 3 52

Ilustración 4. Diagrama de flujo de proceso del escenario 4 53

Ilustración 5. Diagrama de flujo de proceso del escenario 5 54

Ilustración 6. Diagrama de apertura y cierre de válvulas 59

Ilustración 7. Límite de fronteras 60

Ilustración 8. Protocolo de Comunicación 61

Ilustración 9. Diagrama de flujo de la Recepción del ducto en operación 66

Ilustración 10. Diagrama de proceso de movimientos de GLPdesde la caverna hacia el ducto 82

Ilustración 11. Diagrama de funcionamiento de la bomba de salmuera funcionamiento normal 88

Ilustración 12. Diagrama de funcionamiento de la bomba de salmuera funcionamiento de finalización normal 89

Ilustración 13. Ubicación de las instalaciones 114

Ilustración 14. Áreas vulnerales en un radio de 500 metros de los límites del predio del proyecto117

Ilustración 15. Peligro de Inundaciones 123

Ilustración 16. Ciclones Tropicales 123

Ilustración 17. Peligro de ocurrencia de sequías 125

Ilustración 18. Peligro por caida de granizo 126

Ilustración 19. Peligro por heladas 127

Ilustración 20. Peligro de deslizamientos y hundimientos 128

Ilustración 21. Ubicación con respecto a la regionalización Sísmica 129

Ilustración 22. Intensidad sísmica 130

Ilustración 23. Topoformas en el área del proyecto 131

Ilustración 24. Tipos de suelo en el área del proyecto 133

Ilustración 25. Uso de suelo y vegetación del proyeto 134

Ilustración 26. Matriz de jerarquización de Riesgo de Proceso 149

Ilustración 27. Cuantificación de riesgos porcentaje de las categorias de HAZIP 151

Ilustración 28. Emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (período 2000-2014).....162

Ilustración 29. Distribución estatal de las Emergencias químicas reportadas a la profepa (Período 2000-2014) 163

Ilustración 30. Distribución estatal de las emergenmcias químicas % 163

Ilustración 31. Tipos de accidentes reportado 164

Ilustración 32. Dispersión de Nube 231

Ilustración 33. Flash Fire 232

Ilustración 34. Jet Fire 233

Ilustración 35. Explosión tardía (Late ignition) 233

Ilustración 36. Dispersión de la nube 234

Ilustración 37. Flash Fire....235

Ilustración 38. Jet Fire....236

Ilustración 39. Explosión Tardía (Late Ignition)....237

Ilustración 40. Dispersión de nube....237

Ilustración 41. Flash Fire....238

Ilustración 42. Explosión inmediata (Early Ignition)....239

Ilustración 43. Dispersión de Nube....240

Ilustración 44. Flash Fire....241

Ilustración 45. Jet Fire....242

Ilustración 46. Explosión Tardía (Late Ignition)....242

Ilustración 47. Dispersión de nube....243

Ilustración 48. Flash Fire....244

Ilustración 49. Jet Fire....245

Ilustración 50. Explosión Tardía (Late Ignition)....246

Ilustración 51. Dispersión de Nube....247

Ilustración 52. Vista lateral de la nube....247

Ilustración 53. Concentración vs distancia....248

Ilustración 54. Flash Fire....248

Ilustración 55. Jet Fire....249

Ilustración 56. Fire Ball....250

Ilustración 57. Explosión Inmediata (Early Ignition)....251

Ilustración 58. Explosión Tardía (Late Ignition)....252

Ilustración 59. Dispersión de Nube....253

Ilustración 60. Vista lateral de la nube....253

Ilustración 61. Concentración vs distancia....254

Ilustración 62. Flash Fire.....254

Ilustración 63. Jet Fire.....255

Ilustración 64. Fire Ball.....256

Ilustración 65. Explosión inmediata (Early Ignition).....257

Ilustración 66. Explosión Tardía (Late Ignition).....258

Ilustración 67. Radio de afectación Hipotésis 1 Nodo 301, escenario 301.4.2 Jet Fire 291

Ilustración 68. Radio de afectación Hipotésis 1 Nodo 301, escenario 301.4.2 Flash Fire 292

Ilustración 69. Radio de afectación Hipotésis 1 Nodo 301, escenario 301.4.2 Explosión (Sobrepresión) 293

Ilustración 70. Radio de afectación Hipotésis 2 Nodo 301, escenario 301.4.2 Jet Fire 294

Ilustración 71. Radio de afectación Hipotésis 2 Nodo 301, escenario 301.4.2 Flash Fire 295

Ilustración 72. Radio de afectación Hipotésis 2 Nodo 301, escenario 301.4.2 Explosión (Sobrepresión) 296

Ilustración 73. Radio de afectación Hipotésis 3 Nodo 901, escenario 901.4.1 Flash Fire 297

Ilustración 74. Radio de afectación Hipotésis 2 Nodo 901, escenario 901.4.1 Explosión inmediata (Sobrepresión) 298

Ilustración 75. Radio de afectación Hipotésis 2 Nodo 901, escenario 901.4.1 Explosión tardía (Sobrepresión) 299

Ilustración 76. Radio de afectación Hipotésis 4 Nodo 1.3, escenario 1.3 Jet Fire 300

Ilustración 77. Radio de afectación Hipotésis 4 Nodo 1.3, escenario 1.3 Flash Fire 301

Ilustración 78. Radio de afectación Hipotésis 4 Nodo 1.3, escenario 1.3 Explosión (sobrepresión)302

Ilustración 79. Radio de afectación Hipotésis 5 Nodo 1.3, escenario 1.3 Jet Fire 303

Ilustración 80. Radio de afectación Hipotésis 5 Nodo 1.3, escenario 1.3 Flash Fire 304

Ilustración 81. Radio de afectación Hipotésis 5 Nodo 1.3, escenario 1.3 Explosión (sobrepresión)305

Ilustración 82. Radio de afectación Hipotésis 6 Nodo 401, escenario 401.1.2 Jet Fire 306

Ilustración 83. Radio de afectación Hipotésis 6 Nodo 401, escenario 401.1.2 Fire Ball 307

Ilustración 84. Radio de afectación Hipotésis 6 Nodo 401, escenario 401.1.2 Flash Fire 308

Ilustración 85. Radio de afectación Hipotésis 6 Nodo 401, escenario 401.1.2 Explosión inmediata (sobrepresión).....309

Ilustración 86. Radio de afectación Hipotésis 6 Nodo 401, escenario 401.1.2 Explosión retardada (sobrepresión).....310

Ilustración 87. Radio de afectación Hipotésis 7 Nodo 101, escenario 101.1.1 Jet Fire 311

Ilustración 88. Radio de afectación Hipotésis 7 Nodo 101, escenario 101.1.1 Fire Ball 312

Ilustración 89. Radio de afectación Hipotésis 7 Nodo 101, escenario 101.1.1 Flash Fire 313

Ilustración 90. Radio de afectación Hipotésis 7 Nodo 101, escenario 101.1.1 Explosión inmediata (sobrepresión).....314

Ilustración 91. Radio de afectación Hipotésis 7 Nodo 101, escenario 101.1.1 Explosión retardada (sobrepresión).....315

Ilustración 92. Flujograma de Metodología para cálculo del SIL de una FIS existente.....320

Ilustración 93. Gráfica de resultados de SIL.....329

Ilustración 94. Análisis de Capas de Protección (LOPA).....347

Ilustración 95. Criterios de Aceptabilidad de Riesgos 348

Ilustración 96. Aceptación del Riesgo / ALARP.....349

Ilustración 97. Matriz de jerarquización de Riesgo de Proceso.....352

Ilustración 98. Método de reducción de riesgo usado en las plantas de proceso (Caps de Protección) 358

Ilustración 99. Progreso en el Desarrollo de Seguridad de Proceso.....359

Ilustración 100. Modelo del ciclo de vida de seguridad del SIS (ANSI/ISA-84.00.01-2004 Part1, IEC 61511-1 Mod).....359

Ilustración 101. Metodología para la determinación del SIL.....367

Ilustración 102. Mapa de la ubicación de los equipos de atención a emergencias y rutas de evacuación 1 de 2. 383

Ilustración 103. Mapa de la ubicación de los equipos de atención a emergencias y rutas de evacuación 2 de 2. 384

Ilustración 104. Gráfica de resultados de SIL 457

1.- OBJETIVO:

El proyecto **denominado "Almacenamiento de Gas L.P. en caverna de sal geológicamente estable"** fue autorizado en su momento, mediante oficio SGPA/DGIRA/DG/09519 de fecha 11 de noviembre de 2014, iniciándose operaciones el 24 de noviembre de 2017. La autorización se otorgó para 14 cavernas de almacenamiento de la 206 a la 219, iniciando con el pozo 206, en el cual se consideran las instalaciones subterráneas a toda la infraestructura que se encuentre debajo del nivel de tierra o piso terminado, como es el caso de las cavernas o domos salinos, las instalaciones superficiales que comprenden todos los equipos que se encuentren a nivel de piso dentro del límite de baterías, con una vigencia de 25 años de manera conjunta para la preparación del sitio y construcción, operación y mantenimiento y 2 Años para el Cierre y Abandono del sitio, Cabe señalar que los pozos serán construidos durante la vida útil del proyecto "Almacenamiento de Gas L.P. en caverna de sal geológicamente estable", de manera gradual conforme las condiciones del mercado permitan incrementar la capacidad de almacenamiento de LPG, habiendo sido autorizado por la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental de la Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

De la misma manera, obtuvo la Autorización en materia de Cambio de Uso de suelo en Terrenos Forestales, mediante el oficio número ASEA/UGI/DGGOI/0031/2015 de fecha 14 de octubre de 2015, para una superficie de 34.7412 hectáreas de vegetación de selva alta perennifolia, emitida por la Dirección General de Gestión de Operación Integral de la Unidad de Gestión Industrial de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector hidrocarburos (ASEA).

Sin embargo, derivado de los resultados obtenidos de la mecánica de suelos, geológicos y de ubicación de la conformación de los lugares de los domos salinos fue necesario reubicar y ampliar algunas áreas previamente autorizadas en ambas autorizaciones, que en su momento no fueron hechas de conocimiento a la autoridad competente (ASEA).

Con base al párrafo anterior, la empresa Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A. de C.V., solicitó de manera voluntaria la visita de inspección con el objeto de que se verificaran las declaraciones presentadas misma que dio origen a la acta de inspección número ASEA/USIVI/DGSIVTA/AI/AMB/00015-2019 de fecha 06 de noviembre de 2019, expedida por la Dirección General de Supervisión, Inspección y Vigilancia de Transporte y Almacenamiento de la Unidad de Supervisión, Inspección y Vigilancia Industrial de Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), y que una vez efectuada la inspección y habiéndose recibido el oficio resolutivo ASEA/USIVI/0525/2019 de fecha 18 de diciembre 2019, donde

se estableció en el Resultando IX, señala el cumplimiento de la medida número 1 que a la letra dice:

…….

1. La persona moral denominada ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS DEL SURESTE S.A. DE C.V., deberá someter ante la Unidad de Gestión Industrial de esta agencia Nacional de Seguridad Industrial y de protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos a evaluación de Impacto Ambiental con su respectivo Estudio de Riesgo Ambiental, el proyecto inspeccionado, respecto a las obras y actividades no contempladas en el presente procedimiento, incluyendo la operación, lo anterior tomando en consideración los cambios y/o modificaciones sancionadas en la presente resolución, para acreditar lo anterior deberá exhibir ante esta dirección general la resolución favorable en materia de impacto ambiental de la señalada actualización dentro de un plazo de 10 días hábiles contados a partir del día siguiente de vencido el plazo señalado en el artículo 35 Bis de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección del Medio Ambiente, de hasta 120 días hábiles, de conformidad con lo establecido en los artículos 17 y 57 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección del Medio Ambiente en materia de Evaluación de Impacto ambiental.

Asimismo, dentro de los 30 días hábiles posteriores a que surta efecto de la presente Resolución deberá entregar ante esta Dirección General acuse de recibido por parte de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos de la presentación del trámite de evaluación de impacto ambiental de la actualización en materia de la presente resolución.

……..

Para cumplir con dicha medida la promovente "ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS DEL SURESTE S.A. DE C.V.", el trámite número ASEA-00-041 "Modificaciones de la Obra, Actividad o Plazos y Términos Establecidos a Proyectos Autorizados en Materia de Impacto Ambiental para Actividades del Sector Hidrocarburos", el 26 de mayo de 2020, el cual mediante oficio ASEA/UGI/DGGPI/1014/2020, de fecha 17 de junio de 2020, determinó en sus atribuciones resolver conforme a la fracción I, es decir no es procedente la modificación solicitada y se presente una nueva Manifestación de Impacto Ambiental, tal como lo señala el Resuelve Primero:

PRIMERO…, no es procedente la modificación solicitada; ya que de acuerdo a lo establecido en la medida 1 del oficio ASEA/USIVI/0525/2019 de fecha 18 de diciembre 2019, las obras y actividades motivo de esta medida requieren ser evaluadas en materia de impacto y riesgo ambiental mediante la presentación a esta AGENCIA de una Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) en la Modalidad que corresponda y su respectivo Estudio de Riesgo Ambiental (ERA),de acuerdo a lo previsto en los articulo

9, 10, 11, 12, 13, 17 y 18 del REIA.

Por lo anteriormente, expuesto, se presenta el proyecto "Almacenamiento de Gas L.P. en caverna de sal geológicamente estable", en cumplimiento de la medida número 1 del oficio resolutivo ASEA/USIVI/0525/2019 de fecha 18 de diciembre 2019 y de conformidad a lo resuelto en el oficio ASEA/UGI/DGGPI/1014/2020, de fecha 17 de junio de 2020, para la etapas de operación, mantenimiento, Cierre y Abandono, mediante la integración de la presente Manifestación de Impacto Ambiental en su modalidad Particular con Actividad Altamente Riesgosa

2.- ALCANCES

El Regulado, Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A. de C.V., con base en los términos y condicionantes de la Autorización **"ALMACENAMIENTO DE GAS L.P. EN CAVERNA DE SAL GEOLÓGICAMENTE ESTABLE"**, está autorizado para el Manejo de Gas LP, al servicio de PEMEX, específicamente para el Sistema de Transporte de Gas L.P., Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo desde el Centro de Control Principal de PEMEX Logística. No hay operaciones de comercialización, venta directa, transvase o entrega a terceros, es solo un servicio de Recepción, Almacenamiento y Entrega de Gas LP, al Sistema de Transporte de Gas L.P., de PEMEX.

El servicio inicia en el patín bidireccional, diseñado para el recibo y medición de Gas L.P., hacia el almacenamiento subterráneo de la caverna salina en un rango operativo de 23 a 62 kg/cm^2 de presión y de 22.5 a 120 Mbd de flujo, por tres peines de medición, dos operando y uno disponible. En flujos menores a 45 Mbd se debe operar por un solo peine de medición y se dejarán dos disponibles.

El patín bidireccional, en el sentido para la inyección, está diseñado para la entrega y medición de Gas L.P., al sistema de transporte de Gas L.P. Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo que proviene del almacenamiento subterráneo de la caverna salina en un rango operativo de 23 a 62 kg/cm^2 de presión y de 30 a 120 Mbd de flujo.

La Estación de medición bidireccional de la interconexión en **Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A. de C.V.**, para la extracción e inyección de Gas L.P., esta enlazada al sistema SCADA de PEMEX para el monitoreo y control del Sistema de Transporte de Gas L.P. Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo desde el Centro de Control Principal de PEMEX Logística y está diseñada en cumplimiento de la normatividad vigente, cabe señalar que el Gas L.P. inyectado al Sistema de Transporte debe ser libre de agua y sales.

La caverna Num. 206 en Shalapa, **Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A. de C.V.**, está diseñada para extraer e inyectar Gas L.P., en estado líquido por medio de la interconexión al Sistema de

Transporte de Gas L.P. Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo, teniendo una capacidad nominal de 1,800,000 barriles manteniendo un equilibrio entre la Salmuera y el Gas L.P. para no colapsar la caverna.

Por lo tanto, el presente **Estudio de Riesgo en operación**, tiene sus fronteras en el punto de interconexión en el ducto de PEMEX de 24" D.N. a través de la estación de medición bidireccional, el ducto interno de 16" D.N. la cual es operada de manera conjunta entre PEMEX y **Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A. de C.V.**, para su posterior envío a la caverna No. 206 y equipos auxiliares de apoyo dedicada exclusivamente al almacenaje de Gas L.P. cuya operación es de **Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A. de C.V.**, mismos que se detallarán más adelante.

3.- DEFINICIONES

Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A. de C.V., consideró para el diseño, construcción y operación del proyecto autorizado y en operación; **"ALMACENAMIENTO DE GAS L.P. EN CAVERNA DE SAL GEOLÓGICAMENTE ESTABLE**, los conceptos y definiciones, en singular o plural, previstas en la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, el Reglamento Interior de la Agencia, la Ley de Hidrocarburos, su Reglamento, el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, su Reglamento en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental, así como las Normas Oficiales Mexicanas y Disposiciones administrativas de carácter general emitidas por la Agencia que le sean aplicables y a los siguientes conceptos y definiciones:

Amenaza: Es el acto que por sí mismo o encadenado a otros, puede generar un daño o afectación al bienestar o salvaguarda al personal, población, medio ambiente, Instalación, producción, otro;

Análisis de Riesgo de Proceso (ARP): Aplicación sistemática de una o más metodologías específicas para identificar Peligros y evaluar Riesgos de un proceso o sistema, con el fin de determinar metodológicamente los Escenarios de Riesgo y verificar la existencia de dispositivos, sistemas de seguridad, salvaguardas y barreras suficientes ante las posibles Amenazas que propiciarían la materialización de algún escenario de riesgo identificado;

Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH): Documento que integra la identificación de peligros, evaluación y Análisis de Riesgos de Procesos, con el fin de determinar metodológica, sistemática y consistentemente los escenarios de riesgo generados por un proyecto y/o instalación, así como la existencia de dispositivos, sistemas de seguridad, salvaguardas y barreras apropiadas y suficientes para reducir la probabilidad y/o consecuencias de los escenarios de riesgo identificados;

incluye el análisis de las interacciones de Riesgo y vulnerabilidades hacia el personal, población, medio ambiente, instalaciones y producción, así como las recomendaciones o medidas de prevención, control, mitigación y/o compensación para la reducción de riesgos a un nivel tolerable.

Análisis Preliminar de Peligros: Es el resultado de realizar un primer intento para identificar en forma general los posibles riesgos que pueden originar los peligros en un diseño o instalaciones en operación, para ubicar la situación actual que se tiene respecto de la administración de los riesgos.

BLEVE: ("Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion" por sus siglas en inglés). Explosión de vapores en expansión de líquido en ebullición.

Capa de Protección: Cualquier mecanismo independiente que reduzca el riesgo mediante el control, la prevención o la mitigación.

Efecto Dominó: También conocido como encadenamiento de eventos, evento asociado a un incendio o explosión en una Instalación, que multiplica sus consecuencias por efecto de la sobrepresión, proyectiles o la radiación térmica que se generan sobre elementos próximos y vulnerables, tales como otros recipientes, tuberías o equipos de la misma instalación o instalaciones próximas, de tal forma que puedan ocurrir nuevas fugas, derrames, incendios o explosiones que a su vez, pueden nuevamente provocar efectos similares.

Escenario de Riesgo: Determinación de un evento hipotético derivado de la aplicación de la metodología de identificación de peligros y evaluación de riesgos, en el cual se considera la probabilidad de ocurrencia y severidad de las consecuencias y, posteriormente, determinar las zonas potencialmente afectadas mediante la aplicación de modelos matemáticos para la simulación de consecuencias.

Exposición: Contacto de las personas, población o elementos que constituyen el medio ambiente con sustancias peligrosas o contaminantes químicos, biológicos o físicos o la posibilidad de una situación peligrosa derivado de la materialización de un Escenario de Riesgo.

Función Instrumentada de Seguridad (FIS): Una combinación de sensores, controlador lógico y elemento final de control con un determinado Nivel de Integridad de Seguridad (SIL) que detecta una condición fuera de límite (anormal) y lleva al proceso a un estado seguro funcionalmente sin intervención humana, o iniciado por un operador entrenado en respuesta a una alarma.

IDLH: *("Immediately Dangerous to Life or Health"*, por sus siglas en inglés). Inmediatamente peligroso para la vida o la salud: Concentración máxima de una Sustancia Peligrosa, expresada en partes por millón (ppm) o en miligramos sobre metro cúbico (mg/m3), que se podría liberar al ambiente en un plazo de treinta minutos sin experimentar síntomas graves ni efectos irreversibles para la salud.

Nivel de Integridad de Seguridad: (SIL, *Safety Integrity Level*, por sus siglas en inglés); Es el nivel discreto (uno de cuatro) para especificar los requisitos de integridad de las funciones instrumentadas de seguridad que se asignarán a los sistemas instrumentados de seguridad.

Riesgo Inherente: Es propio del trabajo o proceso, que no puede ser eliminado del sistema, es decir, en todo trabajo o proceso se encontrarán riesgos para las personas o para la ejecución de la actividad en sí misma. Es el Riesgo intrínseco de cada actividad, sin tener en cuenta los controles y medidas de reducción de Riesgos.

Riesgo Residual: Es el Riesgo remanente después del tratamiento de riesgo, es decir, una vez que se han implementado controles y medidas de reducción de riesgos para mitigar el riesgo inherente; el riesgo residual puede contener riesgos no identificados, también puede ser conocido como riesgo retenido.

Riesgo Tolerable: Es el riesgo que se acepta en un contexto dado basado en los valores actuales de la sociedad.

Seguridad Funcional: Parte de la seguridad relacionada con el proceso y cada uno de los sistemas básicos del control de proceso y su funcionamiento correcto de los sistemas instrumentados de seguridad y otras capas de protección.

Sistemas de Seguridad: Conjunto de equipos y componentes que se interrelacionan y responden a las alteraciones del desarrollo normal de los procesos o actividades en la Instalación o centro de trabajo y previenen situaciones que normalmente dan origen a Accidentes o emergencias.

Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS): Es un sistema instrumentado para implementar una o más funciones instrumentadas de cualquier combinación de sensores, controlador lógico y elementos finales de control.

Simulación. Representación de un escenario de riesgo o fenómeno mediante la utilización de sistemas o herramientas de cómputo, modelos físicos o matemáticos u otros medios, que permite estimar las consecuencias de dichos escenarios a partir de las propiedades físicas y químicas de las sustancias o componentes de las mezclas de interés, en presencia de determinadas condiciones y variables atmosféricas.

Sustancia Explosiva: La que en forma espontánea o por acción de alguna forma de energía genera una gran cantidad de calor y ondas de sobrepresión en forma casi instantánea.

Sustancia Inflamable: Aquella capaz de formar una mezcla con el aire en concentraciones tales para prenderse espontáneamente o por la acción de una fuente de ignición.

Sustancia Peligrosa: Cualquier sustancia que, al ser emitida, puesta en ignición o cuando su energía es liberada (fuego, explosión, fuga tóxica) puede causar daños al ambiente, a las personas y a las Instalaciones debido a sus características de toxicidad, inflamabilidad, explosividad, corrosión, inestabilidad térmica, calor latente o compresión.

Sustancia Tóxica: Aquella que puede producir alteraciones en organismos vivos, lesiones, enfermedades al material genético o muerte.

TLV (15 min, STEL): *("Thresold Limit Value-Short Term Exposure Limit*", por sus siglas en inglés) Valor umbral límite-limite de Exposición a corto plazo). Exposición para un periodo de 15 minutos, que no puede repetirse más de 4 veces al día con al menos 60 minutos entre periodos de exposición.

TLV (8 h. TWA): *("Thresold Limit Value-Time Weighted Average"*, por sus siglas en inglés). Valor umbral límite-promedio ponderada en el tiempo. Concentración ponderada para una jornada normal de trabajo de ocho horas y una semana laboral de cuarenta horas, a la que pueden estar expuestos casi todos los trabajadores repetidamente día tras día, sin que se evidencien efectos adversos.

Vulnerabilidad: Es la mayor o menor facilidad de la ocurrencia de una amenaza en virtud de las condiciones que imperan; puede decirse que son los puntos o momentos de debilidad que se tienen y pueden favorecer la ocurrencia de un acto negativo o el aumento de las consecuencias de este;

Zona de Amortiguamiento para el Análisis de Riesgo: Área donde pueden permitirse determinadas actividades productivas que sean compatibles, con la finalidad de salvaguardar a la población y al ambiente, y

Zona de Alto Riesgo para el Análisis de Riesgo: Área de restricción total en la que no se deben permitir actividades distintas a las del Sector Hidrocarburos e industriales.

4.- CONTENIDO DEL ANALISIS DE RIESGO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS

El Regulado, Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A. de C.V., para el proyecto en operación **"ALMACENAMIENTO DE GAS L.P. EN CAVERNA DE SAL GEOLÓGICAMENTE ESTABLE**, ha identificado de manera exhaustiva los peligros y han sido evaluados los riesgos considerando lo analizado en la etapa del proyecto, etapa de terminación y en la presente etapa de operación y en su caso, se determinaron las acciones y/o recomendaciones que, en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al medio ambiente, han sido implementadas en las operaciones del manejo de Gas LP; en actividades de recepción por ducto, Almacenamiento en cavernas y entrega mediante ducto al ramal del sistema de transporte nacional de gas, de Petróleos Mexicanos, para mantener como hasta el momento, el Nivel de Integridad de Seguridad (SIL) del proyecto y/o

instalación como se requiere ante la ASEA y logrará una operación segura y eficiente.

Así mismo se han determinado e implementado las medidas necesarias para la administración de riesgos para lograr, como regulado, un nivel aceptable bajo los criterios de tolerabilidad de los riesgos y la aplicación de medidas de reducción adicionales utilizando los análisis de capas de protección, LOPA (Layer Of Protection Analisys) que permita garantizar mediante una función instrumentada de seguridad, niveles de riesgo tolerables en la operación.

Para el desarrollo del ARSH, se utilizaron herramientas y metodologías de análisis útiles para la identificación de peligros potenciales, evaluación y cuantificación de los Análisis de Riesgos, la información derivada de las siguientes especialidades aplicadas en el proyecto que son:

1. Ingeniería de proceso (recepción por ducto, almacenamiento en cavernas y entrega vía ducto, del Gas LP a través de una ERM bidireccional).
2. Ingeniería de instrumentación y control (DTI y DF).
3. Ingeniería de seguridad y protección contra Incendios (detectores, sensores, alarmas).
4. Ingeniería del ducto de Recepción-Entrega y sistema de tuberías internas.
5. Ingeniería mecánica, protección y mantenimiento del ducto interno.
6. Ingeniería civil de la infraestructura operativa y de servicios.
7. Sistemas de protección contra rayos, protección catódica, control de emisiones y detección de fugas y fuegos.
8. Topografía, rutas de acceso y evacuación.
9. Preparación para emergencias con recursos propios y apoyo externo (CLAM).
10. Manejo de crisis y comunicación de riesgos.

Adicionalmente, como ya se ha indicado previamente, en el análisis se tomó en cuenta la información de la tecnología del proceso (Ingeniería básica extendida, ingeniería de detalle, APC o As-built), tales como: Sistema SCADA, Diagramas de Flujo de Proceso (DFP), Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI), Memorias de cálculo de protecciones y sistema de control operativo de conformidad con la etapa de desarrollo en la que se encuentre el proyecto y/o instalación (Diseño, Construcción, Operación, Cierre, Desmantelamiento y Abandono), y a lo establecido en las Normas Oficiales Mexicanas así como en las Disposiciones administrativas de carácter general emitidas por la ASEA para el proyecto en las resoluciones existentes.

4.1.- DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN

Como ya se ha indicado previamente, la infraestructura del proyecto del **"ALMACENAMIENTO DE GAS L.P. EN CAVERNA DE SAL GEOLÓGICAMENTE ESTABLE"** autorizado en su momento, mediante oficio **SGPA/DGIRA/DG/09519** de fecha 11 de noviembre de 2014 y en cumplimiento a la medida número 1 de la resolución **ASEA/USIVI/0525/2019** de fecha 18 de diciembre de 2019**, actualmente se encuentra en operación**, siendo la **fecha de inicio de operaciones el 24. noviembre. de 2017.**

En materia de criterio y normas de la elaboración de las bases de Diseño del Proyecto y/o Instalación del proyecto, para las cuales se evidenció que se han aplicado las mejores prácticas nacionales e internacionales y criterios de ingeniería, considerando entre otros documentos técnicos, la susceptibilidad de la zona a los fenómenos naturales o causados por el hombre, efectos hidrometeorológicos adversos (inundaciones, huracanes, tornados, vientos extremos, heladas, tormentas eléctricas, sismos, fallas geológicas, fracturas geológicas, deslizamientos, corrimientos de tierra, derrumbes o hundimientos, vulcanología, entre otros).

La descripción de las actividades del **"ALMACENAMIENTO DE GAS L.P. EN CAVERNA DE SAL GEOLÓGICAMENTE ESTABLE"** y las características del entorno es la que a continuación se describe:

4.1.1.- Bases de diseño.

La ingeniería básica y de diseño para la construcción del **"ALMACENAMIENTO DE GAS L.P. EN CAVERNA DE SAL GEOLÓGICAMENTE ESTABLE"**, se realizó tomando como base los diseños internacionales para el almacenamiento de Gas LP y otros gases licuados cuya tecnología en Estados Unidos de América y varios países Europeos, han optado por almacenajes similares al del presente proyecto, en lugar de opciones a nivel de superficie como lo son las terminales de almacenamiento en tanque esféricos y tanques salchicha, cuya operación y manejo demanda mayores controles y medidas de protección a lo largo de su ciclo de vida.

Se tomó en cuenta los códigos nacionales de construcción, así como lo establecido en el marco legal mexicano en materia de ingeniería civil, seguridad e higiene y medio ambiente. Por lo que hace a las normas utilizadas en el proyecto, es conveniente mencionar que los sistemas y las instalaciones fueron diseñados de acuerdo con la última edición de las Normas, Reglamentos, Leyes, Criterios, Códigos, Especificaciones Técnicas de la CFE y Reglamentos Internacionales.

Las siguientes normas, estándares o códigos nacionales son parte del diseño y la construcción de la instalación **"ALMACENAMIENTO DE GAS L.P. EN CAVERNA DE SAL GEOLÓGICAMENTE ESTABLE".**

4.1.1.1.- Códigos y normas internacionales y nacionales

AISI American Iron and Steel Institute

ANSI American National Standards Institute

API American Petroleum Institute

API 5L Line Pipe.

API 6D Specification for Pipeline and Piping Valves .

API 6FA Specification for Fire Test for Valves.

API 594 Wafer and Wafer Lug Check Valves.

API 598 Valve Inspection and Testing.

API 607 Testing of valves - Fire Type-testing Requirements.

API 608 Metal Ball Valves-Flanged, Threaded and Welding End.

ASME American Society of Mechanical Engineers.

ASME B1.1 Unified Inch Screw Threads, (UN and UNR Thread Form).

ASME B16.5 Pipe Flanges and Flanged Fittings NPS 1⁄2" through NPS 24" Metric Inch Standard .

ASME B16.9 Factory Made Wrought Buttwelding Fittings.

ASME B16.10 Face-to-Face and End-to-End Dimensions of Valves.

ASME B16.11 Forged Fittings – Socket – Welding and Threaded.

ASME B16.20 Metallic Gaskets for Pipe Flange – Ring Joint, Spiralwound and Jacketed.

ASME B16.21 Non-Metallic Flat Gaskets for Pipe Flanges.

ASME B16.25 Buttwelding Ends.

ASME B16.34 Valves-Flanged, Threaded and Welding End.

ASME B16.36 Steel Orifice Flanges.

ASME B16.48 Line Blanks.

ASME B18.2.1 Square, Hex, Heavy Hex, and Askew Head Bolts and Hex, Heavy Hex, Hex Flange, Lobed Head, and Lag Screws (Inch Series).

ASME B18.2.2 Nuts for General Applications: Machine Screw Nuts, Hex, Square, Hex Flange, and Coupling Nuts (Inch Series).

ASME B31.3 Process Piping.

ASME B31.4 Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and other liquids.

ASME B36.10 Welded and Seamless Wrought Steel Pipe.

ASME B36.19 Stainless Steel Pipe.

ASTM American Society of Testing Material

ASTM A105 Forgings, Carbon Steel for Piping Components.

ASTM A106 Seamless Carbon Steel Pipe for High Temperature Service.

ASTM A193 Alloy Steel and Stainless-Steel Bolting Materials for High Pressure and High Temperature Service.

ASTM A194 Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure and High Temperature Services.

ASTM A216 Steel Casting, Carbon Suitable for Fusion Welding for High Temperature.

ASTM A234 Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Moderate and Elevated Temperature.

ASTM A320 Standard Specification for Alloy/Steel Bolting Materials for Low- Temperature Service.

ASTM A333 Standard Specification for Seamless and Welded Steel Pipe for Low-Temperature Service.

ASTM A350 Standard Specification for Carbon and Low-Alloy Steel Forgings, Requiring Notch Toughness Testing for Piping Components.

ASTM A352 Standard Specification for Steel Castings, Ferritic and Martensitic, for Pressure-Containing Parts, Suitable for Low- Temperature Service.

ASTM A420 Standard Specification for Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Low-Temperature Service.

ASTM A516 Standard Specification for Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, for Moderate- and Lower-Temperature Service.

ASTM A860 Standard Specification for Wrought High-Strength Low-Alloy Steel Butt-Welding Fittings.

ASTM D3035 Standard Specification for Polyethylene (PE) Plastic Pipe (DR- PR) Based on Controlled Outside Diameter.

ASTM D3350 Standard Specification for Polyethylene Plastics Pipe and Fittings Materials.

ASTM F714 Standard Specification for Polyethylene (PE) Plastic Pipe (DR- PR) Based on Outside Diameter.

ISO International Organization for Standardization.

ISO 5208 Industrial valves - Pressure testing of metallic valves.

ISO 10434 Bolted bonnet steel gate valves for the petroleum, petrochemical and allied industries.

ISO 10497 Testing of valves - Fire type-testing requirements.

ISO 15761 Steel gate, globe and check valves for sizes DN 100 and smaller, for the petroleum and natural gas industries.

ISO 15589-1 Petroleum and Gas Industries-Cathodic Protection of Pipeline Transportation Systems Part 1 on Land Pipelines.

MSS Manufacturers Standardization Society.

MSS SP 6 Standard Finishes for Contact Faces of Pipe Flanges and Connection End Flanges of Valves & Fittings.

MSS SP 25 Standard Marking Systems for Valves, Fittings, Flanges and Union.

MSS SP 95 Swage(d) Nipples and Bull Plugs.

MSS SP 97 Integrally Reinforced Forged Branch Outlet Fittings - Socket Welding, Threaded, and Buttwelding Ends.

PPI Plastic Pipe Institute.

NRF Normas PEMEX

NRF-001-PEMEX-2007 Tuberías de acero para recolección y transporte de hidrocarburos.

NRF-010-PEMEX-2004 Espaciamientos mínimos y criterios para la distribución de instalaciones industriales en centros de trabajos de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios .

NRF-016-PEMEX-2010 Diseño de redes contraincendio.

NRF-027-PEMEX-2009 Espárragos y tornillos de aleación de acero inoxidable para servicio de alta y baja temperatura.

NRF-030-PEMEX-2009 Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos .

NRF-031-PEMEX-2011 Sistemas de desfogues y quemadores en instalaciones de PEMEX .

NRF-032-PEMEX-2012 Sistemas de tubería en plantas industriales - diseño y especificaciones de materiales.

NRF-035-PEMEX-2005 Sistemas de tubería en plantas industriales.-instalación y pruebas.

NRF-036-PEMEX-2010 Clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico .

NRF-050-PEMEX-2012 Bombas centrifugas.

NRF-150-PEMEX-2011 Pruebas hidrostáticas de tubería y equipos.

NRF-221-PEMEX-2009 Trampas de diablos para líneas de conducción terrestre .

NRF-211-PEMEX-2008 Válvulas de compuerta y bola en líneas de transporte de hidrocarburos.

NRF-070-PEMEX-2011 Sistemas de protección a tierra para instalaciones petroleras.

NRF-048-PEMEX-2014 Diseño de instalaciones eléctricas.

NRF-070-PEMEX Diseño, instalación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica.

NOM Normas Oficiales Mexicanas.

NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones eléctricas (utilización).

NOM-022-STPS-2015 Electricidad estática en los centros de trabajo - condiciones de seguridad.

NOM-008-SCFI-2002 Sistema general de unidades de medida.

NOM-003-SECRE Distribución de gas natural.

NOM-007-SECRE Transporte de gas natural.

NOM-008-SECRE Control de la corrosión exterior en tuberías enterradas y/o sumergidas.

NOM-002-STPS-2010 Condiciones de seguridad prevención protección y combate de incendios en los centros de trabajo.

NOM-025-STPS-2008 Condiciones de iluminación que deben tener los centros de trabajo.

NOM-022-STPS-2015 Electricidad estática en los centros de trabajo-condiciones de seguridad.

NOM-028-STPS-2012 Sistema para la administración del trabajo-seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas.

NOM-011-STPS-2001 Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido.

NOM-017-STPS-2008 Equipo de protección personal-selección, uso y manejo en los centros de trabajo.

NMX-J-549-ANCE-2005 Sistema de protección contra tormentas eléctricas – especificaciones, materiales y métodos de medición.

NACE National Association of Corrosion Engineers.

NACE RP0169 Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping System.

NACE RP0193 External Cathodic Protection of On-Grade Metallic Storage Tank Bottoms.

NACE RP0177 Mitigation of Alternating Current and Lightening Effects on Metallic Structures and Corrosion Control Systems.

NACE RP0196 Galvanic Anode Cathod Protection of Internal Submerged Surfaces of Steel Water Storage Tanks.

NACE RP0286 The Electrical Isolation of Cathodically Protected Pipelines.

NACE RP0388 Impressed Current Cathodic Protection of Internal Submerged Surfaces of Steel Water Storage Tanks.

NACE RP0572 Design, Installation, Operation and Maintenance of Impressed Current Deep Groundbeds.

IECC International Electrotechnical Commision.

IEC 62305-3 Protection against lightning - Part 3: Physical damage to structures and life Hazard.

IEC 62305-4 Protection against lightning - Part 4: Electrical and electronic systems within structures.

IEC 61508-1 Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems - Part 1: General requirements.

IEC 61508-2 Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems - Part 2: Requirements for electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems.

IEC 62508 Guidance on human aspects of dependability.

IEC 61511 Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector.

IEC 61131-1-2003 Programmable controllers' part 1: general information.

IEC 61131-2-2017 Programmable controllers' part 2: equipment requirements and test.

IEC 61131-3-2013 Programmable controllers' part 3: programming languages.

IEC 61131-4-2004 Programmable controllers' part 4: user guidelines.

IEC 61000-4 11: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-2, 4-3, 4-4, 4-6, 4-6,4-8,4-9, 4-10, 4-Testing and measurement techniques.

NFPA National Fire Protection Association.

NFPA-780-2017 Standard for the Installation of Lightning Protection Systems.

NFPA 11 Standard for Low, Medium and High Expansion Foam.

NFPA 11A Standard for Medium- and High-Expansion Foam Systems

NFPA 14 Standard for the Installation of Standpipe and Hose Systems.

NFPA 16 Standard for the Installation of Foam-Water Sprinkler and Foam-Water Spray Systems.

NFPA 20 Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection.

NFPA 24 Standard for the Installation of Private Fire Service Mains and Their Appurtenances.

NFPA 30 Flammable and combustible liquids code.

NFPA 10 Standard for Portable Fire Extinguishers.

NFPA 75 Standard for the Fire Protection of Information Technology Equipment.

NFPA 72 National Fire Alarm and Signaling Code.

NFPA 77 Recommended Practice on Static Electricity.

NFPA 32 Standard for Drycleaning Facilities.

ISA International Society of Automation.

ISA S5.1-2009 Instrumentation Symbols and Identification.

ISA S5.2-1992 Binary Logic Diagrams for Process Operations.

ISA S5.3-1983 Graphic Symbols for Distributed Control/Shared Display Instrumentation, Logic and Computer Systems.

ISA S5.4-1991 Instrument Loop Diagrams.

ISA RP12.1-2009 Electrical Instruments in Hazardous Atmospheres.

ISA RP12.4-1994 Instrument Purging for Reduction of Hazardous Area Classification.

ISA RP12.6-1995 Installation of Intrinsically Safe Instrument Systems in Class I Hazardous Location.

ISA RP12.12.03-2002 Portable Electronic products for use in Class I and II, Division 2, Class 1 Zone 2 and Class 3, Division 1 and 2 Hazardous (Classified) Locations.

ISA-TR84.00.09-2017 Cybersecurity Related to the Functional Safety Lifecycle.

ISA 71.04: 2013 Environmental Conditions for Process Measurement and Control Systems: Airborne Contaminants (Downloadable).

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers.

IEEE-Std 80-2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding.

IEEE 802.3-2018 Local Area Network Ethernet Standard, including the Gigabit Ethernet Standard.

IEEE C37.1-2007 Standard for SCADA and Automation Systems.

IEEE 1379-2000 Recommended Practice for Data Communications between Remote Terminal Units and Intelligent Electronic Devices in a Substation.

4.1.- Descripción del Proyecto y/o Instalación.

La instalación tiene como finalidad la operación de la interconexión Shalapa al Sistema de Transporte de Gas LP Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo, se realiza para incrementar la flexibilidad operativa y comercial del Gas LP, aprovechando el almacenamiento subterráneo en caverna salina, esto para mantener la operación del Sistema de Transporte de Gas LP Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo para evitar el desabasto nacional de Gas LP e incrementar el valor agregado.

PEMEX Transformación Industrial programa la extracción e inyección de la interconexión Shalapa cuidando mantener la operación continua del Sistema Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo, teniendo como limitantes el flujo mínimo en las estaciones de bombeo No. 3 a 6 de 120 Mbd, en la estación de bombeo No. 7 de 105 Mbd, esto dependerá de la distribución de las inyecciones y extracciones del Sistema Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo, por lo que la gerencia de coordinación logística analizará

la factibilidad operativa del transporte y según sea el caso aprobará el programa de transporte o solicitará la modificación de la distribución.

El control operativo del Sistema de Transporte por Ducto de Gas LP lo efectúa el Centro de Control Principal de Pemex logística, a través de los controladores, los cuales monitorean y controlan la operación del ducto las 24 horas de los 365 días del año, éstos indicarán al personal operativo del cuarto de control de Shalapa los flujos programados de inyección o extracción, así como las modificaciones que deban ejecutarse para mantenerse las condiciones operativas del Sistema Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo.

La Caverna Shalapa se diseñó para el almacenamiento, inyección y extracción de Gas LP al Sistema Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo, la cual cuenta con personal operativo en el cuarto de control Shalapa las 24 horas de los 365 días al año y tendrán la función de mantener en forma segura las condiciones operativas de sus instalaciones, informando en forma constante al centro de control principal de PEMEX Logística las condiciones anormales que puedan afectar su extracción o inyección al Sistema Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo, además de efectuar los movimientos necesarios para cumplir con los programas de extracción o inyección establecidos y ejecutar los cambios solicitados por el centro de control principal de PEMEX Logística. A continuación, se detallan los equipos principales y auxiliares, así como los diagramas de flujo de proceso.

Tabla 1. Características de equipos principales y auxiliares de la Instalación.

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Presión de prueba hidrostática kg/cm²	Código de diseño	Presión (kg/cm²)			Temperatura °C			Ubicació
						Minímo	Normal	Máxima	Minímo	Normal	Máxima	
Bomba de inyección de LPG a Cavernas	BA-201	2018	300 (m³/h)	318.15 (08-12-2017)	API 610	0	192.8	212.1	-42	60	75	ED-03
Bomba de inyección de LPG a Cavernas	BA-202	2018	300 (m³/h)	318.15 *(08-12-2017)*	API 610	0	192.8	212.1	-42	60	75	ED-03
Bomba de inyección de LPG a Cavernas	BA-203	2018	300 (m³/h)	318.15 *(08-12-2017)*	API 610	0	192.8	212.1	-42	60	75	ED-03
Bomba de inyección de LPG a Cavernas	BA-204	2018	300 (m³/h)	318.15 *(08-12-2017)*	API 610	0	192.8	212.1	-42	60	75	ED-03
Bomba de Transferencia de Salmuera	BA-501	2018	436 (m³/h)	14.7 (08-12-2017)	API 610 edición 11/ISO 13709:2009	0	2.00	9.8	21	41	56	ED-01
Bomba de Transferencia de Salmuera	BA-502	2018	436 (m³/h)	14.7 *(08-12-2017)*	API 610 edición 11/ISO 13709:2009	0	2.00	9.8	21	41	56	ED-01
Bomba de Transferencia de Salmuera	BA-503	2018	436 (m³/h)	14.7 *(08-12-2017)*	API 610 edición 11/ISO 13709:2009	0	2.00	9.8	21	41	56	ED-01
Bomba contra incendio	BA-801	2018	801.39 (m³/h)	14.06 (08-12-2017)	NFPA20 Ultima edición	0	1.00	3.5	21	30	45	ED-11
Bomba contra incendio	BA-802	2018	801.39 (m³/h)	14.06 *(08-12-2017)*	NFPA20 Ultima edición	0	1.00	3.5	21	30	45	ED-11

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

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Presión de prueba hidrostática kg/cm²	Código de diseño	Presión (kg/cm²)			Temperatura °C			Ubicació
						Minímo	Normal	Máxima	Minímo	Normal	Máxima	
Bomba contra incendio Jockey	BA-803	2018	801.39 (m³/h)	24.45 (08-12-2017)	NFPA20 Ultima edición	0	10.2	16.3	21	30	45	ED-11
Bomba de cárcamo de purgas acuosas	BA-510	2018	11 (m³/h)	14.7 (08-12-2017)	ISO 5199	0	ATM	9.8	21	42	56	ESA-510
Bomba de agua de servicio	BA.900	2018	43 (m³/h)	14.7 (08-12-2017)	ANSI B73.1	0	6.00	9.8	21	30	45	BA-900
Bomba de Combust ble LPG	BR-751	2018	1.92 (m³/h)	27.0 (08-12-2017)	ANSI 300	0	15.0	18.0	-42	40	65	BR-751
Desgasificador de Salmuera	DG-501	2018	45.95 MJ/kg	14.7 (08-12-2017)	ASTM 240, 304 y 310 SS	0	2.0	9.8	21	41	56	DG-501
Desgasificador de Salmuera	DG-502	2018	45.95 MJ/kg	14.7 *(08-12-2017)*	ASTM 240, 304 y 310 SS	0	2.0	9.8	21	41	56	DG-502
Pileta de Salmuera	ESA-501A	2018	180,895 m³	14.7 (08-12-2017)	N/A	0	2.0	9.8	21	41	56	ESA-501
Pileta de Salmuera	ESA-501B	2018	180,895 m³	14.7 *(08-12-2017)*	N/A	0	2.0	9.8	21	41	56	ESA-501
Pileta de Salmuera	ESA-501C	2018	180,895 m³	14.7 *(08-12-2017)*	N/A	0	2.0	9.8	21	41	56	ESA-501
Cárcamo de purgas de aguas acuosas	ESA-510	2018	11 m³/h	14.7 *(08-12-2017)*	ASTM A36	0	2.0	9.8	21	41	56	ED-01

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

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Presión de prueba hidrostática kg/cm²	Código de diseño	Presión (kg/cm²)			Temperatura °C			Ubicació
						Minímo	Normal	Máxima	Minímo	Normal	Máxima	
Generador diésel de emergencia	GE-041	2018	450 kW	N/A	UL 2200 & 142, ISO 9001:2008	0	25	ND	ND	ND	40	ED-04
Generador diésel de emergencia	GE-081	2018	450 kW	N/A	UL 2200 & 142, ISO 9001:2008	0	25	ND	ND	ND	ND	ED-08
Quemador de Fosa	QG-002	2018	5,509 (kg/hr)	16.35 (08-12-2017)	*310H SS*	0	9.1	10.9	21	45	60	QG-002
Quemador elevado	QG-401	2018	163,931 (kg/h)	16.35 *(08-12-2017)*	310 SS y ASTM-516-70N	0	9.1	10.9	21	45	60	QG-401
Tanque de combust ble LPG	SC-751	2018	82 m³	27.0 (08-12-2017)	ASME SECTION 8 div 1	0	15.0	18.0	-42	40	65	SC-751
Tanque de sellos de desfogue	SP-401	2018	72.93 m³	15.0 (08-12-2017)	ASME SECTION 8 div 1	AMB	8.0	10.0	-42	AMB	45	SP-401
Tanque separador de agua libre (Coalescer)	TA-602	2018	830.6 (m³/h)	117.75 (08-12-2017)	ASME VIII Div. 1	0	71.4	78.5	-42	50	65	TA-602
Tanque acumulador de aire de planta	TA-301	2018	4000 L	16.35 (08-12-2017)	ASME Secc. VIII DIV. 1	0	9.1	10.9	21	45	60	TA-301
Tanque acumulador de aire de instrumentos	TA-302	2018	10600 L	16.35 *(08-12-2017)*	ASME Secc. VIII DIV. 1	0	9.1	10.9	21	45	60	TA-302

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

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Presión de prueba hidrostática kg/cm²	Código de diseño	Presión (kg/cm²)			Temperatura °C			Ubicación
						Minímo	Normal	Máxima	Minímo	Normal	Máxima	
Tanque acumulador de aire de instrumentos	TA-500	2018	1000 L	11.9 (08-12-2017)	ASME Secc. VIII DIV. 1	0	9.1	10.9	21	45	60	ED-01
Trampa de recepción de diablos	TD-001	2018	986 PSI	90.13 (08-12-2017)	ANSI B31.4 / ASME VIII DIV.1	0	62	68.2	-42	50	65	TD-001
Trampa de envío de diablos	TD-002	2018	986 PSI	90.13 *(08-12-2017)*	ASME B31.4 / ASME VIII DIV.1	0	62	6802	-42	50	65	TD-002
Tanque de agua contra incendio	TV-801	2018	2035 m³	24.45 (08-12-2017)	AWWA D103-09 / NFPA-22	0	10.2	16.3	21	30	45	TV-801
Tanque de agua contra incendio	TV-802	2018	2035 m³	24.45 *(08-12-2017)*	AWWA D103-09 / NFPA-22	0	10.2	16.3	21	30	45	TV-802
Patín de Gas Combustible	PC-751											
Vaporizador de Gas Combustible Eléctrico	CE-751	2018	877 (kg/h)	27.0 *(08-12-2017)*	ASME SECTION 8 div 1	0	71.4	78.5	-42	85	100	PC-751
Sobre calentador de Gas Combustible Eléctrico	CE-752	2018	877 (kg/h)	27.0 *(08-12-2017)*	ASME SECTION 8 div 1	7.0	15.0	18.0	-42	85	100	PC-751
Filtro para Gas Combustible	FL-751	2018	877 (kg(h)	27.0 (08-12-2017)	ASME VIII Div.1	7.0	15.0	18.0	-42	85	100	PC-751

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

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Presión de prueba hidrostática kg/cm²	Código de diseño	Presión (kg/cm²)			Temperatura °C			Ubicación
						Minímo	Normal	Máxima	Minímo	Normal	Máxima	
Patín de Medición	PM-102	2018	150/425 (Min/ Máx.) m³/h	93	ANSI 600# y ASTM A-350 Gr. LF2 CLASS 1	35	52	62	16	38	50	ED-10
Línea de Medición de tipo Coriolis	MC-101/102/103	2018	425 (m³/h)	93	ASTM A106 Gr B	35	52	62	16	38	50	ED-10
Filtro de Gas LP	FL-101/102/103	2018	425 (m³/h)	78.5	ASME BPVC SEC. VII, DIV. 1 - 2015	35	Amb	62	16	Amb	50	ED-10
Paquete Deshidratador de GLP	SG-601	2016										
Bomba de Recirculación	BA-601A/601B	2016	61.14 (m³/h)	150	API 610/ISO 21049	28.55	44.85	73.4	-46	Amb	50	SG-601
Calentador de GLP	CF-601	2016	6,885 (kW)	117.75 (08-12-2017)	API 560	0	71.4	78.5	--42	50	65	SG-601
Enfriador de GLP	CO-601	2016	7,576 Kw	117.75 (08-12-2017)	API 673	0	71.4	78.5	--42	50	65	SG-601
Torres de Desecante	DD-601/602/603	2016	830.6 m3/h	117.75 (08-12-2017)	ANSI # 600	0	71.4	78.5	--42	50	65	SG-601
Filtro Separador de Gas	FS-601	2016	78.5 kg/cm2g	117.75 (08-12-2017)	ASME Sect. VIII Div. 1	0	71.4	78.5	--42	50	65	SG-601
Tanque Acumulador de agua	TA-601	2016	31.6 kg/cm2g	69.0 (08-12-2017)	ANSI # 300	0	27.0	46.0	-AMB	AMB	56	SG-601

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

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Presión de prueba hidrostática kg/cm²	Código de diseño	Presión (kg/cm²)			Temperatura °C			Ubicación	Coordenadas	
						Minímo	Normal	Máxima	Minímo	Normal	Máxima		X	Y
Paquete Compresión y Secado de Aire	PA-300	2016												
Compresor de Aire	BC-301A/301 B	2016	141 m³/h	11.9 (08-12-2017)	ASME SECTION 8 div 1	0	9.1	10.9	21	45	60	PA-300		
Secador	SA-302A/302 B	2016	211 m³/h	11.9 *(08-12-2017)*	ASME SECTION 8 div 1	0	9.1	10.9	21	45	60	PA-300		
Edificio Cobertizo de Bombas de Salmuera	ED-01	2018	NA									ED-01		
Edificio Administrativo	ED-02	2018	NA									ED-02		
Edificio Cobertizo de Bombas LPG	ED-03	2018	NA									ED-03		
Edificio de Control	ED-04	2018	NA									ED-04		
Edificio de Análisis	ED-06	2018	NA									ED-06		
Edificio de Mantenimiento	ED-07	2018	NA									ED-07		
Edificio Eléctrico de Procesos	ED-08	2018	NA									ED-08		
Edificio Cobertizo Patín de Medición	ED-10	2018	NA									ED-10		
Edificio Cobertizo Bombas Contra Incendio	ED-11	2018	NA									ED-11		
Edificio Cobertizo Aire Comprimido	ED-12	2018	NA									ED-12		
Edificio Lixiviación	ED-13	2018	NA									ED-13		

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

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Presión de prueba hidrostática kg/cm²	Código de diseño	Presión (kg/cm²)			Temperatura °C			Ubicación
						Minímo	Normal	Máxima	Minímo	Normal	Máxima	
Caseta de Vigilancia	ED-12	2018	NA									ED-15
Edificio Eléctrico Salmuera	ED-16	2018	NA									ED-16

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

terísticas de los ductos

Instalación	Origen	Destino	esor n)	Diámetro (in)	Ubicación de instalación	Prueba hidrostática (kg/cm²)	Código de diseño	Presión (kg/cm²)			Temperatura °C		
								Mínimo	Normal	Máximo	Mínimo	Normal	Máximo
Ducto de AC	Interconexión al ducto de 24" Ø Cactus-Venta de Carpio	Pozo 20	064	16" Ø	0.671 km	78.5	ASME B31.4	23	52-57	62	AMB	Amb	30

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

4.2.- Descripción Detallada del Proceso.

La sustancia para manejar y almacenar en las cavernas de salinas es:

Tabla 3. Sustancias a manejar y almacenar

Sustancia	Capacidad de almacenamiento (Mb/día)	CAS	Riesgo Mayor	Tiipo de almacenamiento	Familia química	Características de peligrosidad				
						Propiedades físicas y químicas		NOM-018-STPS-2000		
						Estado físico	Olor	S	I	R
GAS LP	22.5 a 120	68476-85-7	Incendio Formación de nubes explosivas y/o inflamables, así como explosión	Caverna salina	Hidrocarburos	Líquido	Mercaptanos	1	4	0

Tabla 4. Composición de la mezcla

Nombre químico	%	CAS	Grado de Riesgo		
			S	I	R
Propano	60	74-96-6	1	4	0
Butano	40	106-97-8	1	4	0
Etil-mercaptano	0.0017-0.0028	75-08-1	2	4	0

Tabla 5. Condiciones y parámetros de entrada del LPG

Parámetro	Mínima	Normal	Máxima
Temperatura °C	-	Ambiente	30
Presión de funcionamiento normal kg/cm^2	52	-	57
Presión de funcionamiento admisible mAOP kg/cm^2	35	-	62

Tabla 6. Características del Gas LP

Hidrocarburos		Pajaritos	Nuevo PEMEX	Cactus
Composición				
C1	%	0.000	0.000	0.000
C2	%	2.042	1.600	0.524
C3	%	51.749	55.650	76.298

Hidrocarburos		Pajaritos	Nuevo PEMEX	Cactus
IC4	%	11.845	11.590	8.665
NC4	%	32.165	30.315	14.274
IC5	%	1.823	0.845	0.086
NC5	%	0.376	0.000	0.000
C6+	%	0.000	0.000	0.000
O	%	0.000	0.000	0.000
Total		100	100	100
Características				
S	ppm	0	16	0
Corrosión	-	1a	1b	1a
Peso molecular	g/mol	50.03	50.00	47.30
Gravedad normal	-	0.5318	0.5290	0.5160
Presión de vapor	psi	131.1	143.0	147.0

4.2.1.- Filosofía de Operación.

4.2.1.1. Alcance.

El objetivo es establecer los requisitos mínimos dentro de un marco determinado, que debe conocer y cumplir el dueño de la planta para definir su propio programa de operación, inspección, evaluación y mantenimiento preventivo/correctivo adecuado de la planta involucrando todos los parámetros que garanticen la integridad mecánica de las Instalaciones.

Este documento proporciona una descripción del proceso, así como pautas para asegurar el monitoreo y operación confiable de los sistemas que constituyen las Instalaciones de la planta "Almacenamiento Subterráneo de Gas LP" (Shalapa -Veracruz, México) tal y como fueron entregadas a la fecha de entrada en vigor del acta de recepción.

Estas directrices resultan de una descripción de las Instalaciones entregadas, así como de su operación en condiciones normales y conformes a las condiciones del diseño básico de la planta.

No pretenden ser en modo alguno instrucciones auto portantes y en ningún caso se sustituyen a las instrucciones de trabajo y modos operativos desarrollados por el CLIENTE / OPERADOR, así como de la identificación de las mejores prácticas en este ámbito industrial.

Adicionalmente, el documento complementa dentro de los límites prescritos, toda la documentación aplicable de los vendedores, fabricantes y registros que se generen en los trabajos que competen a este manual, antes y durante el desarrollo de trabajos (procedimientos, manuales, planos, bitácoras, diagramas, isométricos, imágenes, memorias, estudios, correspondencia, entre otros).

4.2.1.2. Abreviaturas.

En el presente documento se utilizarán las abreviaciones siguientes:

BL Límite de batería

DCS Sistema del control distribuido

ESD Paro de emergencia

FCV Válvula de control de flujo

FGS Sistema de fuego y gas

FQI Indicador de calidad de flujo

LPG Gas licuado de petróleo

mAOP Presión mínima de funcionamiento admisible

MAOP Presión máxima de funcionamiento admisible

mIP Presión mínima de funcionamiento a la entrada

MIP Presión máxima de funcionamiento a la entrada

MOP Presión máxima de operación

MOT Temperatura máxima de operación

mSOT Temperatura mínima de la operación de servicio

NSOP Presión normal de operación del servicio

NSOT Temperatura normal de operación del servicio

PCV Válvula de control de presión

PFD Diagrama de proceso de flujo

PID Diagrama de tubería e instrumentación

SIS Sistema integrado de seguridad

TIP Punto de empate o unión

4.2.1.3. Documentos del Proceso.

[1] FR48-EP-GEN-GN-BOD-00100 - Basis of design

[2] FR48-EP-GEN-PR-PFD-01001 - Process flow diagram - inyección y retiro de GLP a cavernas

[3] FR48-EP-GEN-PR-PFD-01002 - Process flow diagram - sistema de salmuera

[4] FR48-EP-GEN-PR-PFD-01003 - Process flow diagram - deshidratación de Gas L.P.

[5] FR48-GM-GEN-PR-PID-11021 - Piping & instrumentation diagram - trampa de diablos e inter conexión con gasoducto de 24"

[6] FR48-GM-GEN-PR-PID-11022 - Piping & instrumentation diagram - estación de medición de gas L.P.

[7] FR48-041-D06-0032 - Piping & Instrumentation diagram - estación de medición de gas L.P. (supplier Emerson)

[8] FR48-GM-GEN-PR-PID-11023 - Piping & instrumentation diagram - casa de bombas de inyección de GLP a cavernas

[9] FR48-GM-GEN-PR-PID-11024 - Piping & instrumentation diagram - entrada GLP a caverna

[10] FR48-GM-GEN-PR-PID-11025 - Piping & instrumentation diagram - depósitos de salmuera

[11] FR48-GM-GEN-PR-PID-11026 - Piping & instrumentation diagram - estación de control de presión

[12] FR48-GM-GEN-PR-PID-11027 - Piping & instrumentation diagram - deshidratación de gas L.P.

[13] FR48-GM-GEN-PR-PID-11031 - Piping & instrumentation diagram – sistema de desfogue y quemador de campo

[14] FR48-GM-GEN-PR-PID-11032 - Piping & instrumentation diagram - sistema de combustible LPG

[15] FR48-GM-GEN-PR-PID-11033 - Piping & instrumentation diagram - patin de gas combustible

[16] FR48-GM-GEN-PR-PID-11036 - Piping & instrumentation diagram – red agua de servicio

[17] FR48-GM-GEN-PR-PID-11037 - Piping & instrumentation diagram – red de aire

[18] FR48-EP-GEN-PR-CFD-01091 - Cause & effects chart- cause and effects Diagrams

[19] FR48-EP-GEN-IC-SPE-07001 - Specification DCS functional analysis

[20] FR48-EP-GEN-IC-SPE-07066 – Specification scada RTU functional analysis

[21] Datos de los Vendedores (vendor's data, vendor manuals etc.)

4.2.1.4. Filosofía de Operación del ducto de interconexión de 16" Ø operado por PEMEX.

La interconexión Shalapa al Sistema de Transporte Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo está en kilómetro 139+016.97 de la línea de 24" Ø Cactus-Venta de Carpio en el tramo Los Cocos-Coatzacoalcos, cuenta con dos trampas de diablos de 24" Ø una para recibo y otra envío, una línea regular de 24" Ø que interconecta las trampas de diablos, en esta línea regular se encuentra la válvula de seccionamiento XV101 de 24" Ø y dos disparos de 16" Ø hacia la estación de medición, el disparo aguas arriba se utiliza para el recibo de Gas L.P. en donde se encuentran instaladas las válvulas troncales XV103 y la MOV133. Los transmisores de presión y los actuadores de válvulas XV101, XV102 y XV103 están enlazados al Sistema SCADA de PEMEX para el monitoreo y control desde el Centro de Control Principal de PEMEX Logística, así mismo se tiene enlazado para visualización los actuadores de las válvulas MOV132 y MOV133. Los transmisores de presión y los actuadores de las válvulas MOV132 y MOV133 están enlazados al DCS por la empresa ASSE del cuarto de control Shalapa para su monitoreo y control y tienen para su visualización los actuadores de las válvulas XV101, XV102 y XV103.

El patín bidireccional en el sentido para la extracción está diseñado para el recibo y medición de gas L.P. hacia el almacenamiento subterráneo de la caverna salina en un rango operativo de 23 a 62 kg/cm^2 de presión y de 22.5 a 120 Mbd de flujo, por tres peines de medición, dos operando y uno disponible. En flujos menores a 45 Mbd se debe operar por un solo peine de medición y se dejarán dos disponibles.

El patín bidireccional en el sentido para la inyección está diseñado para la entrega y medición de Gas L.P. al sistema de transporte de Gas L.P. Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo que proviene del almacenamiento subterráneo de la caverna salina en un rango operativo de 23 a 62 kg/cm^2 de presión y de 30 a 120 Mbd de flujo.

La estación de medición bidireccional de la interconexión Shalapa para la extracción e inyección de Gas L.P. esta enlazada al sistema SCADA de PEMEX para el monitoreo y control del Sistema de Transporte de Gas L.P. Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo desde el centro de control principal de PEMEX Logística y está diseñada en cumplimiento de la normatividad vigente, cabe señalar que el Gas L.P. inyectado al Sistema de Transporte debe ser libre de agua y sales.

La caverna 206 de Shalapa está diseñada para extraer e inyectar Gas L.P. en estado líquido por

medio de la interconexión al sistema de transporte de Gas L.P. Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo, teniendo una capacidad nominal de 1,800,000 barriles manteniendo un equilibrio entre la Salmuera y el Gas L.P. para no colapsar la caverna.

4.2.1.4.1. Programa de extracción e inyección.

El programa de inyección y extracción de la interconexión de Shalapa está acordado entre la caverna Shalapa y PEMEX Transformación Industrial. La Subgerencia de Control de Flujos analiza el programa de inyecciones y extracciones al Sistema de Transporte Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo y de ser aprobado, elaborará el programa semanal de transporte del LPG ducto 24"-20"-14" Cactus-Zapotlanejo para la distribución a terminales de Gas L.P., que incluye la inyección o extracción de la interconexión Shalapa.

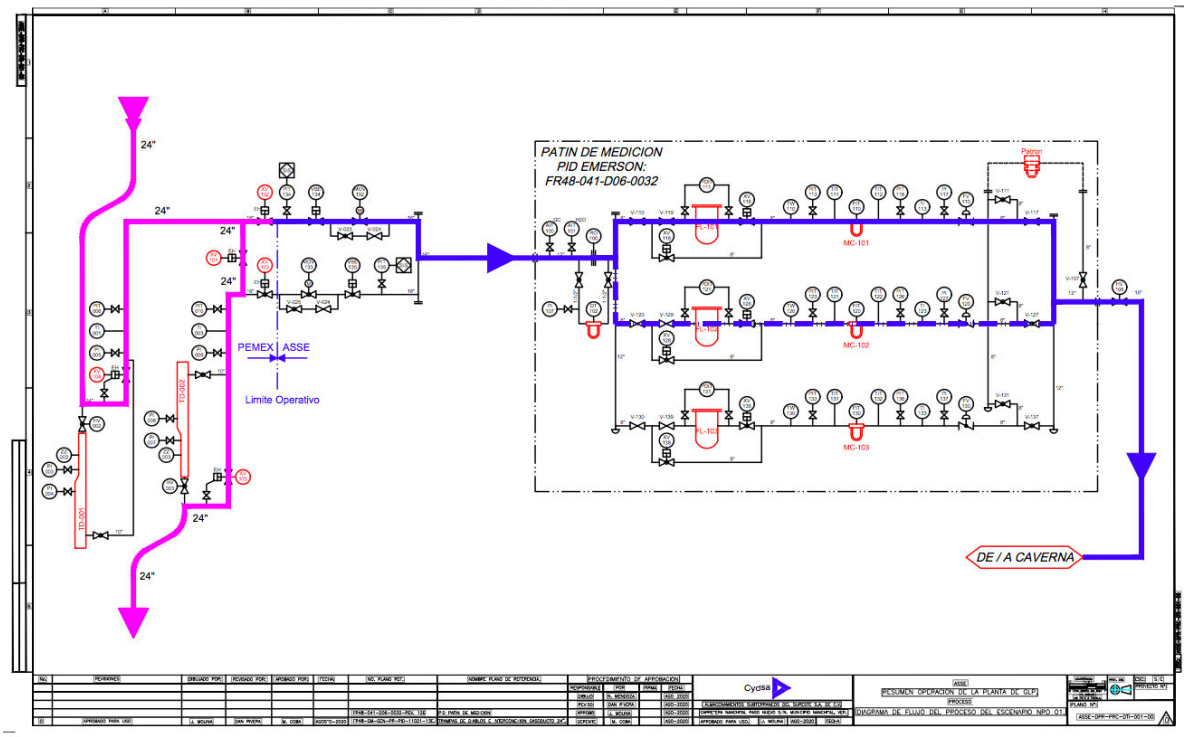
Los escenarios previstos para la operación de la inyección al ducto y extracción del ducto en la interconexión Shalapa son los siguientes:

1. El recibo de la Caverna Shalapa se realizará cuando exista excedente de producto y podrá recibir de Nuevo PEMEX, Cactus, Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios (TASP) Pajaritos (producto frío y caliente) y de la descarga de los buques tanques.

   La Caverna Shalapa recibirá Gas L.P. de acuerdo al programa establecido con el Centro de Control Principal de PEMEX Logística, pero seguirá fluyendo Gas L.P. aguas abajo del punto de interconexión.

En este escenario se tendrán abiertas las válvulas XV102 de recibo hacia la caverna Shalapa, la válvula ASSE MOV132 y la válvula XV101 de seccionamiento, la válvula XV103 de inyección al ducto de transporte puede quedar abierta o cerrada, y la válvula de ASSE MOV133 de inyección al ducto se mantendrá cerrada.

Ilustración 1. Diagrama de flujo de proceso del escenario 1

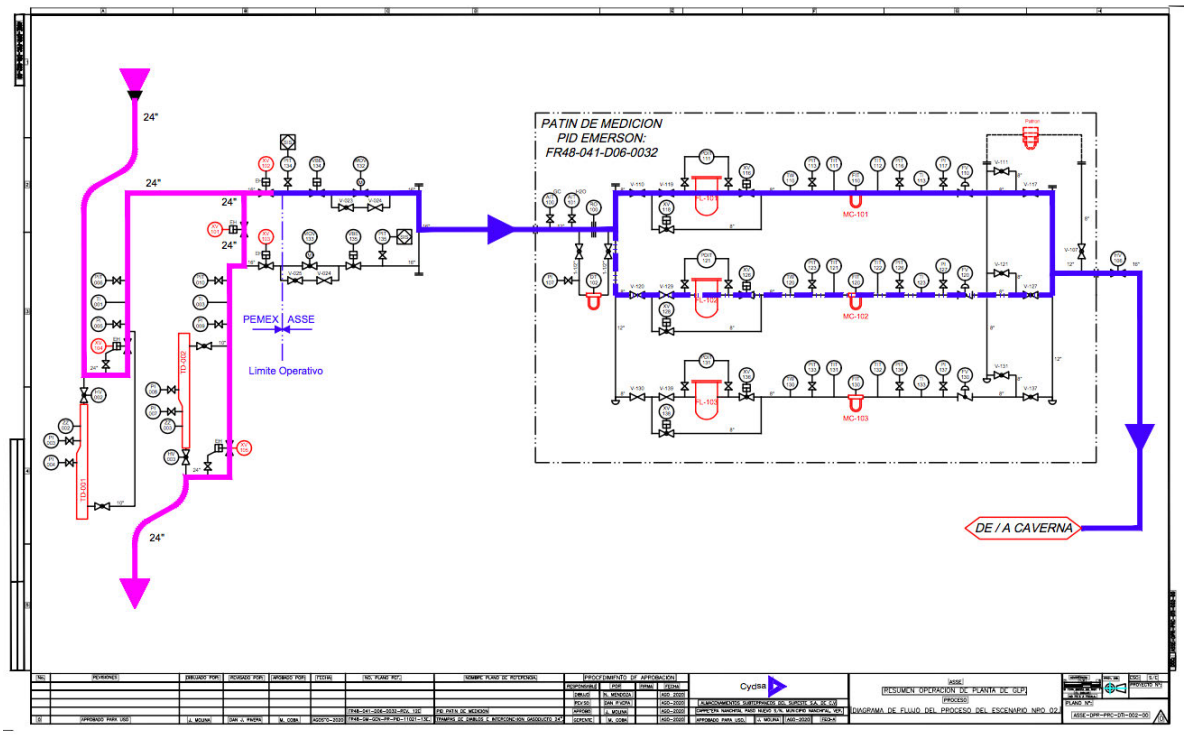


2. La inyección de la Caverna Shalapa al ducto se realizará cuando se tengan programas altos de transporte al PLGducto y no se cuente con producto disponible ya sea en Nuevo PEMEX, cactus y la TASP Pajaritos.

   La Caverna Shalapa inyectará Gas L.P. de acuerdo al programa establecido el Centro de Control Principal de PEMEX Logística, pero seguirá fluyendo Gas L.P. aguas abajo del punto de interconexión.

   En este escenario tendrán abiertas la válvula XV103 de inyección al ducto de transporte, la válvula ASSE MOV133 y la válvula XV101 de seccionamiento, la válvula XV103 de seccionamiento, la válvula XV102 de recibo hacia la caverna Shalapa puede quedar abierta o cerrada, y la válvula de ASSE MOV132 de recibo hacia la caverna se mantendrá cerrada.

Ilustración 2. Diagrama de flujo de proceso del escenario 2

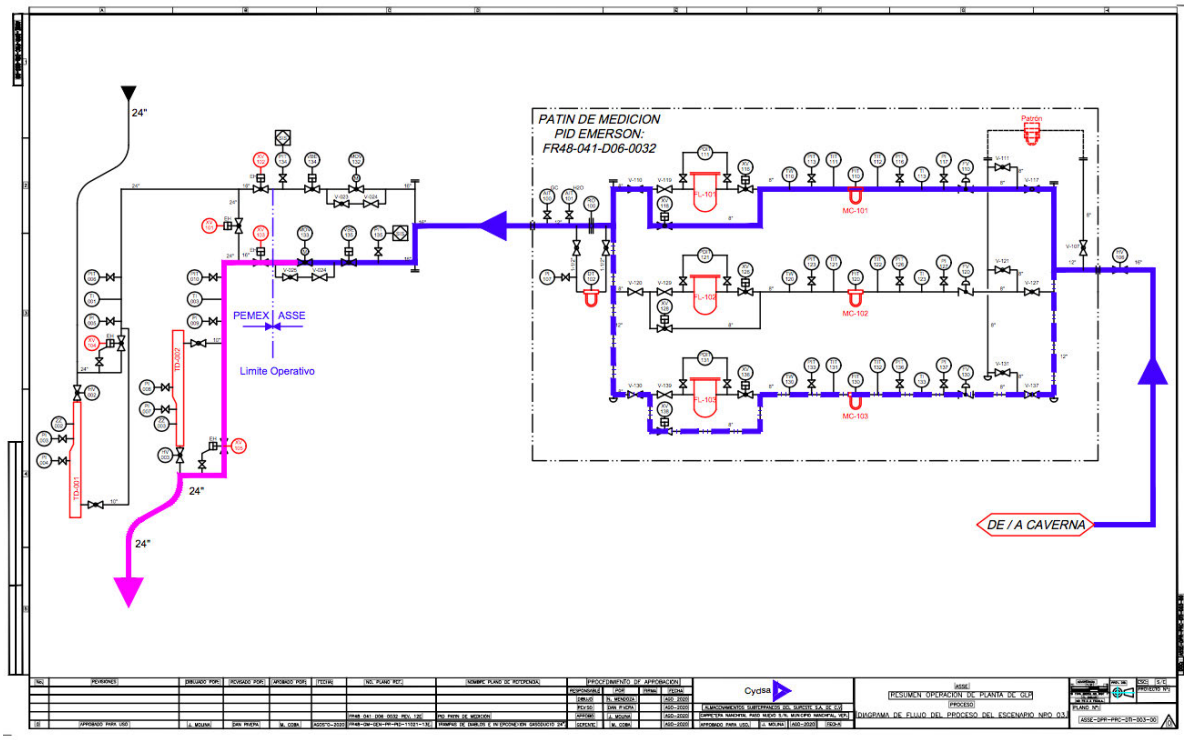


3. La inyección de la caverna Shalapa solo al ducto se realizará cuando exista una emergencia o falla en el ducto aguas arriba del punto de interconexión.

   En este escenario se tendrá cerrada la válvula XV101 de seccionamiento, abiertas las válvulas XV103 de inyección al ducto de transporte y la válvula SSE MOV133, la válvula V192 de recibo hacia la caverna Shalapa puede quedar abierta o cerrada, y la válvula de ASSE MOV132 de recibo hacia la caverna se mantendrá cerrada.

   El flujo a inyectar será de 120 Mbd. En caso de ser posible, la producción de Nuevo PEMEX y cactus será recibida en la TASP Pajaritos.

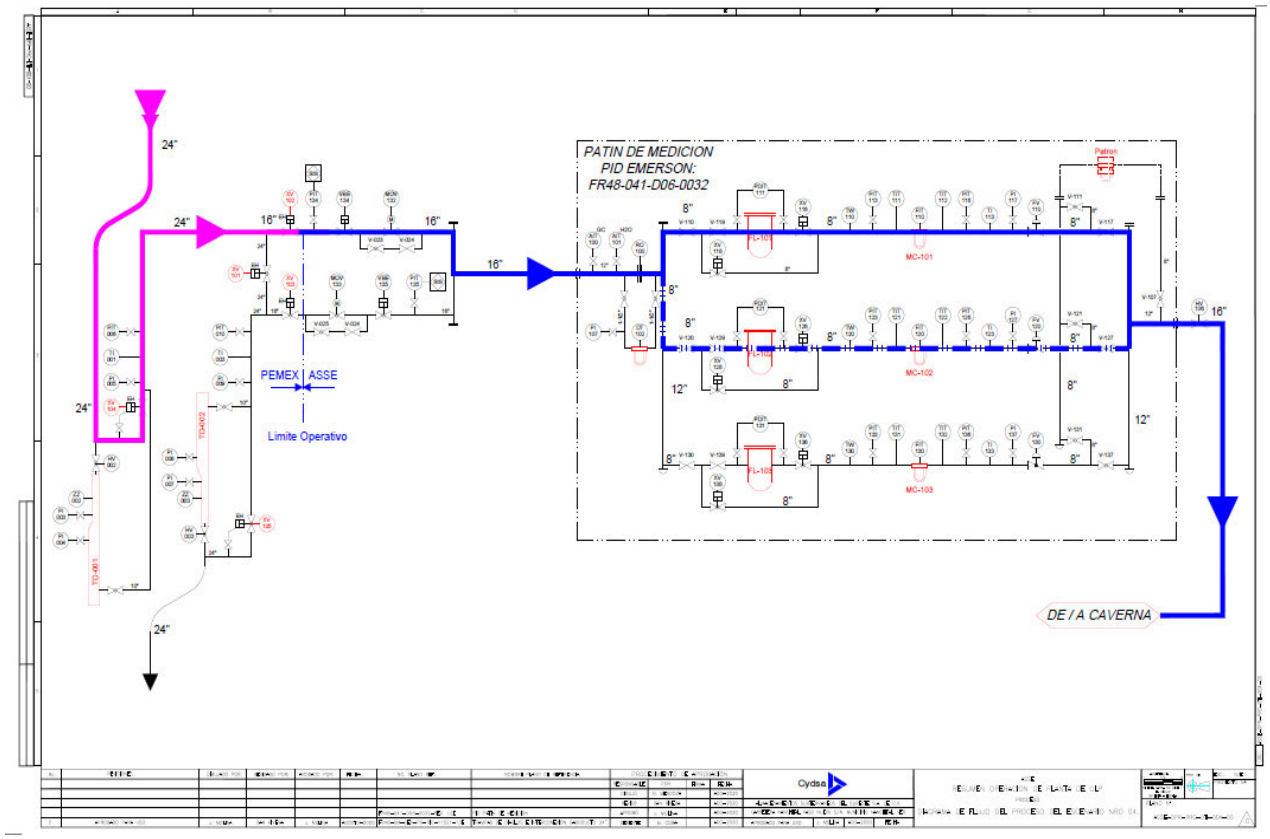
Ilustración 3. Diagrama de flujo de proceso del escenario 3



4. El recibo en la Caverna Shalapa cuando exista falla aguas abajo del punto de interconexión, se realizará de la siguiente forma.

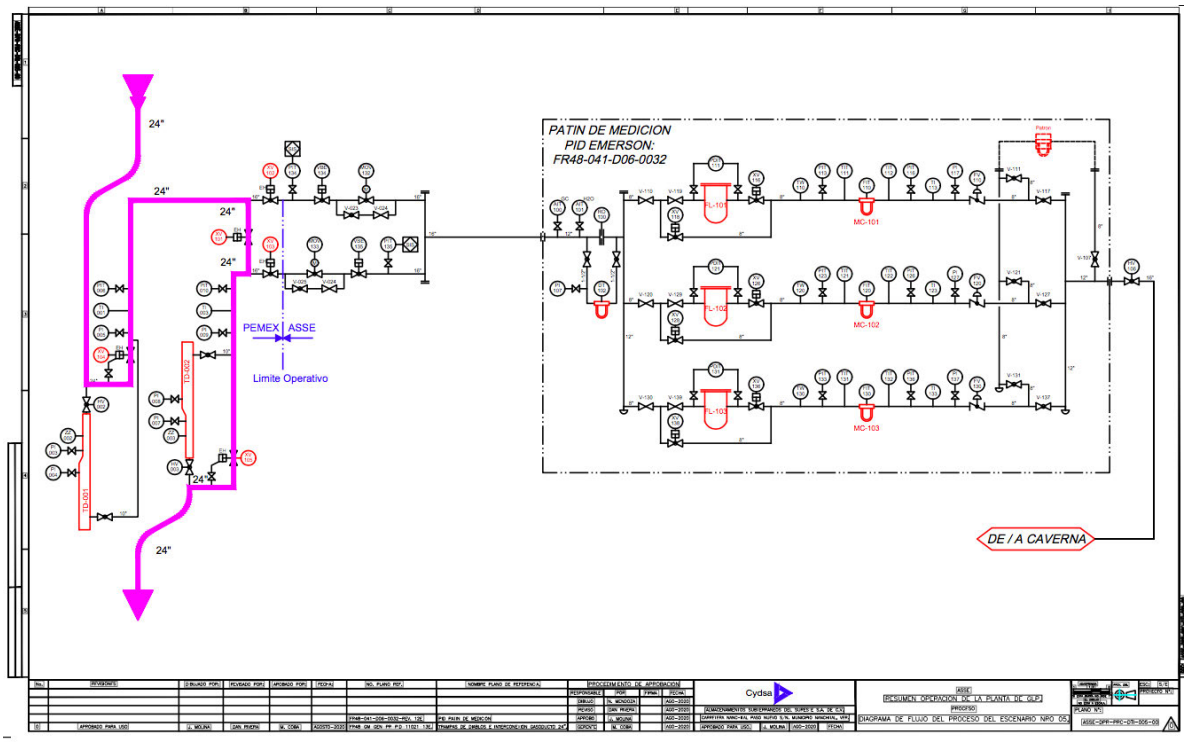
   En este escenario se tendrá cerrada la válvula XV101 de seccionamiento, abiertas la vávula XV102 de recibo hacia la caverna Shalapa y la válvula ASSE MOV132, la válvula XV103 de inyección al ducto de transporte puede quedar abierta o cerrada, y la válvula de ASSE MOV133 de inyección al ducto se mantendrá cerrada, por lo que se recibirá el producto de Nuevo PEMEX, cactus y la TASP Pajaritos.

Ilustración 4. Diagrama de flujo de proceso del escenario 4



5. Cuando la caverna Shalapa no esté en operación, esto es sin recibo y sin inyección al ducto, se tendrá abierta la válvula XV101 de seccionamiento, las válvulas XV102 de recibo hacia la caverna Shalapa y XV103 de inyección al ducto de transporte pueden quedar abiertas o cerradas, y las válvulas de ASSE MOV132 de recibo hacia la caverna y MOV133 de inyección al ducto se mantendrán cerradas.

Ilustración 5. Diagrama de flujo de proceso del escenario 5



Los anteriores escenarios tendrán un rango de operación de:

Extracción del LPGducto

Condiciones normales 120 Mbd

Flujo mínimo 22.5 Mbd

Flujo máximo 120 Mbd

Inyección al LPGducto

Condiciones normales 120 Mbd

Flujo mínimo 30 Mbd

Flujo máximo 120 Mbd

Presión de 23 a 62 kg/cm^2 en inyección/extracción

Para flujos menores a 45 Mbd se debe operar por un solo peine de medición y se dejarán dos disponibles y el cuarto de control de la caverna Shalapa informará los movimientos en los peines al centro de control principal de PEMEX Logística.

4.2.1.4.2. Operación Normal.

Antes de efectuar cualquier cambio programado se debe verificar lo siguiente:

- La comunicación por voz entre el centro de control principal de PEMEX Logística y el cuarto de control de la caverna Shalapa esté disponible y sea confiable.
- Conocer el programa de extracción o de inyección de la caverna Shalapa.
- Realizar la apertura o cierre de las válvulas, indicados en los escenarios y de acuerdo al programa a ejecutar.
- Informar y establecer el nuevo programa de transporte, así como las condiciones operativas a manejar.
- Confirmar que el sistema de transporte de Gas L.P. Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo y la caverna Shalapa está en condiciones de realizar ajustes operativos de acuerdo al programa.

4.2.1.4.3. Inicio de Operación.

El centro de control principal de PEMEX Logística indicará al cuarto de control de caverna Shalapa el inicio de flujo mínimo de extracción o inyección y los ajustes secuencial y paulatinamente hasta llegar al flujo programado. El centro de control principal de PEMEX Logística solicitará al cuarto de control de la caverna Shalapa los ajustes necesarios hasta estabilizar las presiones y flujos del sistema de transporte.

4.2.1.4.4. Incremento y reducción de flujo.

El centro de control principal de PEMEX Logística indicará secuencial y paulatinamente al cuarto de control de la caverna Shalapa las modificaciones de extracción o inyección hasta adecuarse al programa (los cambios o ajustes van en rangos de 5 a 40 Mbd). El centro de control principal de PEMEX Logística solicitará al personal operativo de la caverna Shalapa los ajustes necesarios hasta estabilizar las presiones y flujos del sistema de transporte.

4.2.1.4.5. Operación anormal.

De presentarse una condición de operación anormal en el Sistema de Transporte Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo el centro de control principal de PEMEX Logística solicitará al cuarto de control de la caverna Shalapa se ejecuten los ajustes de extracción o inyección necesarios para corregir la anomalía y estabilizar las condiciones de operación del sistema de transporte Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo y en su caso solicitará el bloqueo no programado de la caverna Shalapa.

Posteriormente el centro de control principal de PEMEX Logística informará los ajustes realizados a la subgerencia de control de flujos para que esté solicite un programa emergente de extracciones del sistema.

De presentarse una condición de operación anormal en la caverna Shalapa que pueda o afecte la operación del sistema de transporte Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo el cuarto de control de la caverna Shalapa informará al centro de control principal de PEMEX Logística para que este indique los ajustes de las extracciones de las terminales e inyecciones de los centros productores, lo cual dependerá de las condiciones existentes en el sistema de transporte y/o en las terminales. Posteriormente el centro de control principal de PEMEX Logística informará los ajustes realizados a la subgerencia de control de flujos para que se acuerde un programa emergente de extracciones del sistema de transporte Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo.

Una vez corregida la anomalía de la caverna Shalapa informará al centro de control principal de PEMEX Logística que se encuentra en una condición segura para reanudar su programa de extracción o inyección y así restablecer las condiciones al programa original.

En caso de falla en el monitoreo y control del Sistema SCADA con la caverna Shalapa, el monitoreo continuara vía comunicación por voz entre el centro de control principal de PEMEX Logística y el personal operativo de la caverna Shalapa y de requerir el cierre de las válvulas de los actuadores XV101, XV102 y la XV103 de extracción o inyección el centro de control principal de PEMEX Logística lo solicitará al sector de ductos Minatitlán para que se realice en forma local.

En caso de pérdida de comunicación por voz entre el centro de control principal de PEMEX Logística y el cuarto de control de la caverna Shalapa, se mantendrá la última condición de operación sin realizar ningún movimiento operativo en el recibo o inyección a menos de que sea causal de riesgo no hacerlo.

4.2.1.4.6. Condición de emergencia.

De presentarse una condición de emergencia en el sistema de transporte Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo el centro de control principal de PEMEX Logística solicitará al cuarto de control de la caverna Shalapa se ejecuten los ajustes necesarios para administrar el riesgo de la emergencia del sistema de transporte Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo. Posteriormente el centro de control principal de PEMEX Logística informará los ajustes realizados a la subgerencia de control de flujos para que se acuerde un programa emergente de extracciones del sistema de transporte Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo. El operador de la caverna Shalapa vigilará en todo momento que la

operación de la caverna esté en condiciones seguras y en su caso solicitará el bloqueo no programado.

De presentarse una condición de emergencia en la caverna Shalapa el cuarto de control de la caverna Shalapa le informará del paro no programado al centro de control principal de PEMEX Logística para que este indique los ajustes de las extracciones de las terminales e inyecciones de los centros productores, lo cual dependerá de las condiciones existentes en el sistema de transporte y/o en las terminales. Posteriormente el centro de control principal de PEMEX Logística informará la emergencia a la subgerencia de control de flujos para que acuerde un programa emergente de extracciones del sistema de transporte Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo.

Una vez corregida la emergencia en la caverna Shalapa, el cuarto de control de la caverna Shalapa informará centro de control principal de PEMEX Logística las acciones correctivas realizadas y donde indicará que la caverna se encuentra en condiciones seguras para reanudar su extracción o inyección al sistema de transporte Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo.

4.2.1.4.7. Cierre o apertura de válvulas troncales.

Cuando se requiera realizar el cierre de válvulas XV102 y la XV103, el centro de control principal de PEMEX Logística deberá informar previamente al personal operativo de la caverna Shalapa para que interrumpa su extracción o inyección.

Cuando se requiera realizar la apertura de las válvulas XV102 y la XV103, el centro de control principal de PEMEX Logística solicitará previamente al personal operativo de la Caverna Shalapa la confirmación de condición segura de la instalación, en tanto no exista esta confirmación no se podrá realizar la apertura de las válvulas XV102 y la XV103.

Cuando se requiera realizar la apertura de las válvulas MOV132 y la MOV133, el personal operativo de la caverna Shalapa deberá informar previamente al centro de control principal de PEMEX Logística y solo se podrá abrir hasta que el centro de control principal de PEMEX Logística indique que se tienen condiciones seguras en el sistema de transporte para la apertura de las válvulas MOV132 y la MOV133.

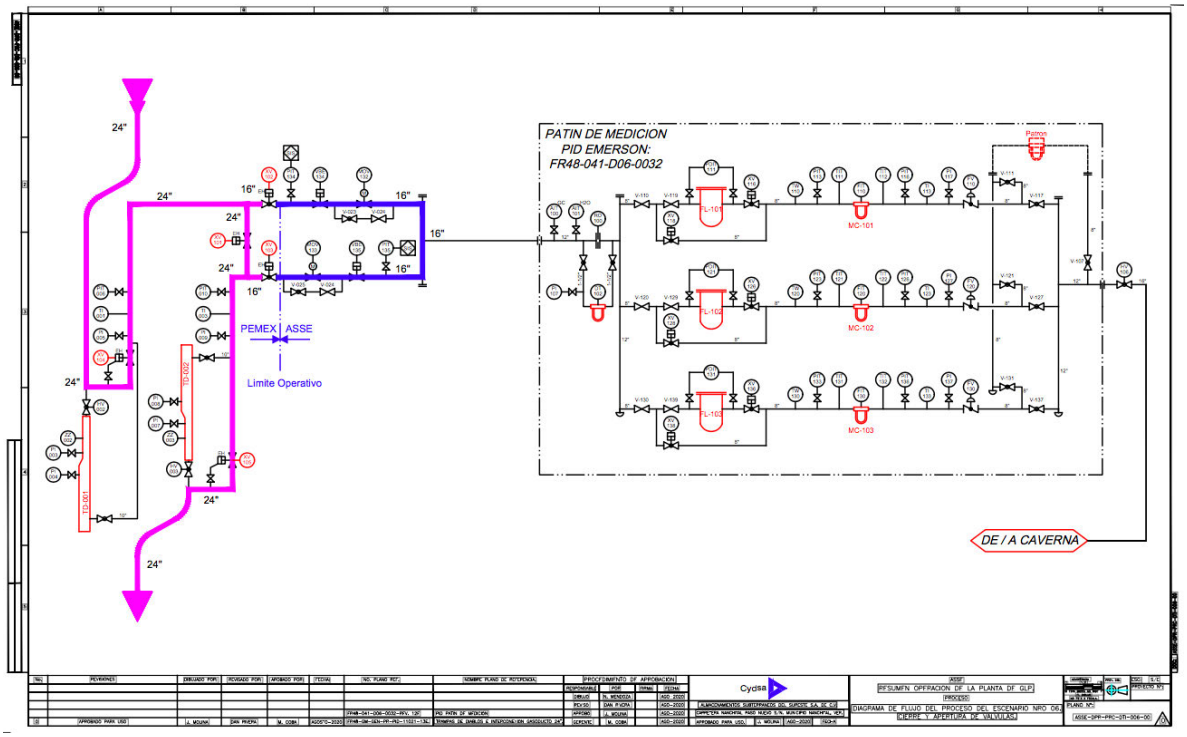
Se programará mantenimiento y pruebas remotas dos veces al año para confirmar la funcionalidad operativa de apertura y cierre de los actuadores y válvulas XV101, XV102 y la XV103 de PEMEX Logística, así como los actuadores y las válvulas MOV132 y MOV133 de la caverna Shalapa. Por lo que la gerencia de mantenimiento Shalapa entregará en el mes de noviembre de cada año el programa anual de mantenimiento que le dará a los transmisores, computador de flujo, sistema de comunicaciones, actuadores y válvulas MOV132, MOV133 VBE-134 y VBE-135, las fechas deberán

ser aprobadas por el sector de ductos Minatitlán, para que este empate el mantenimiento y pruebas de los actuadores y válvulas XV101, XV102 y XV103. Los mantenimientos de los actuadores MOV132, MOV133 VBE-134 y VBE-135 serán a cargo de la planta Shalapa.

Las pruebas remotas de los actuadores XV101, XV102, XV103, MOV132, MOV133 VBE-134 y VBE-135 se dividen en prueba de confiabilidad y prueba de disponibilidad. La prueba de confiabilidad se realiza antes de efectuar cualquier mantenimiento esto para confirmar la funcionalidad operativa de apertura y cierre del actuador y válvula. La prueba de disponibilidad se realiza una vez efectuado el mantenimiento programado o preventivo y después de un mantenimiento correctivo. Las pruebas remotas se realizarán con personal del sector ductos Minatitlán en sitio y en coordinación con el personal operativo de la caverna Shalapa y el centro de control principal de PEMEX Logística.

Para las pruebas del actuador/válvula XV101 y para dar continuidad a la operación del sistema de transporte Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo, el flujo pasará por el arreglo de 16"Ø propiedad de la caverna Shalapa que se encuentra antes del patín de medición en el sentido sistema de transporte-Caverna (recibo), como se muestra en la ilustración. Las válvulas manuales V-110, V120 y V-130 de entrada al patín de medición se tendrá cerradas para aislar el ducto de transporte de las instalaciones de la caverna Shalapa.

Ilustración 6. Diagrama de apertura y cierre de válvulas



4.2.1.4.8. Monitoreo de condiciones operativas.

Para el monitoreo y control de la caverna Shalapa se debe contar con comunicaciones por voz directas de al menos dos medios de comunicación.

Así mismo se debe de contar con un enlace al Sistema SCADA de PEMEX Logística para el monitoreo de las condiciones operativas de la estación de medición y el control de las válvulas XV101, XV102 y LA XV103 para la operación remota de apertura y cierre desde el centro de control principal de PEMEX Logística, el cual será garantizado por el cuarto de control Shalapa.

El centro de control principal de PEMEX Logística solicitará al cuarto de control Shalapa los datos operativos de extracción o inyección en barriles/hora (BPH) y presión en kg/cm^2 cada dos horas en horas pares, con la finalidad de verificar las señales del sistema de monitoreo SCADA y del comportamiento hidráulico del sistema de transporte Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo.

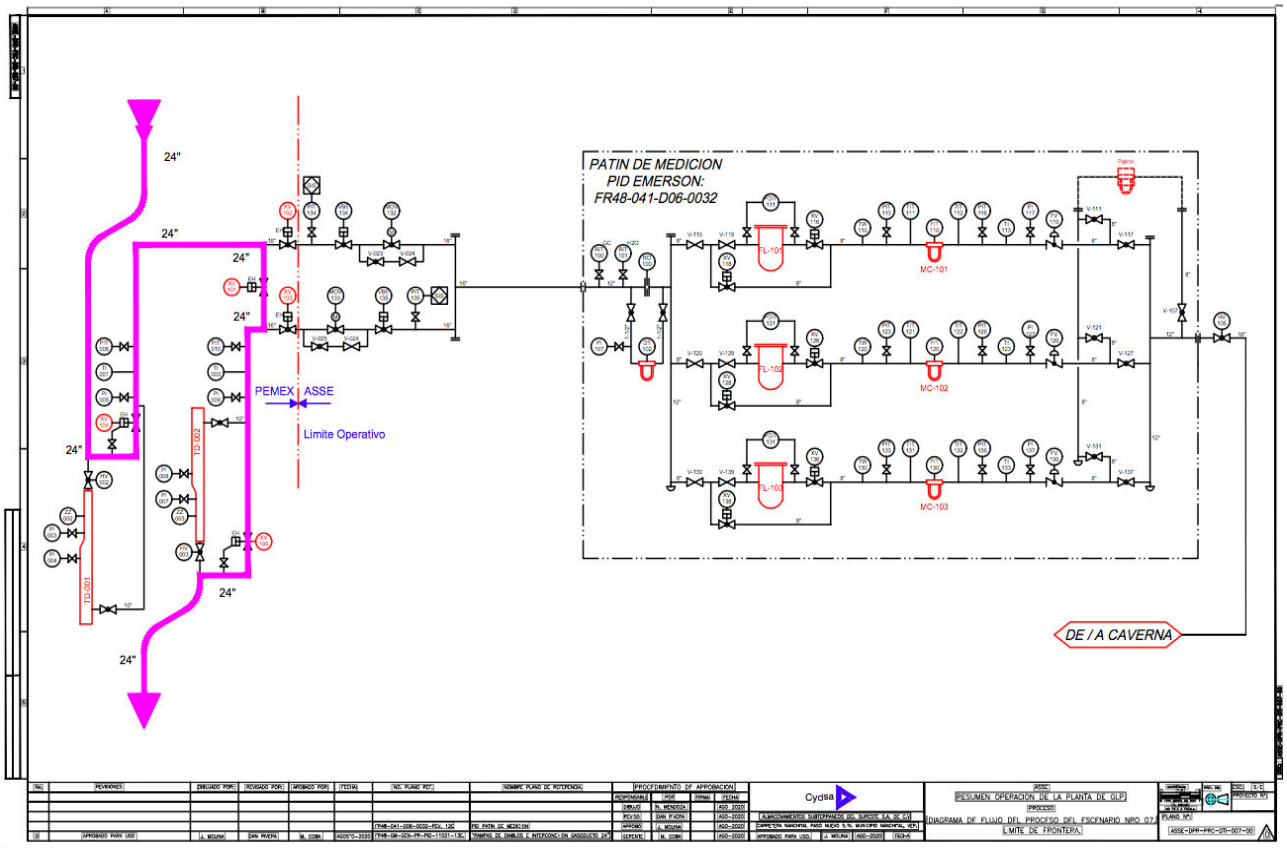
El centro de control principal de PEMEX Logística solicitará al cuarto de control Shalapa los datos operativos del balance de 05:00 hrs del día anterior a las 05:00 hrs del día actual en barriles, donde indicarán el volumen recibido e inyectado, así como la existencia actual y existencia anterior, con la finalidad de disponer de un balance operativo integral del sistema de transporte Cactus-Venta de

Carpio-Zapotlanejo y el sector ductos Minatitlán validará la medición conforme al procedimiento administrativo respectivo.

4.2.1.4.9. Límite de Frontera.

Se acuerda que el límite de frontera es la brida aguas debajo de las válvulas XV102 y la XV103 en el sentido de recibido de la caverna (Sistema de Transporte Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo a la Caverna Shalapa), tal como se indica en la ilustración

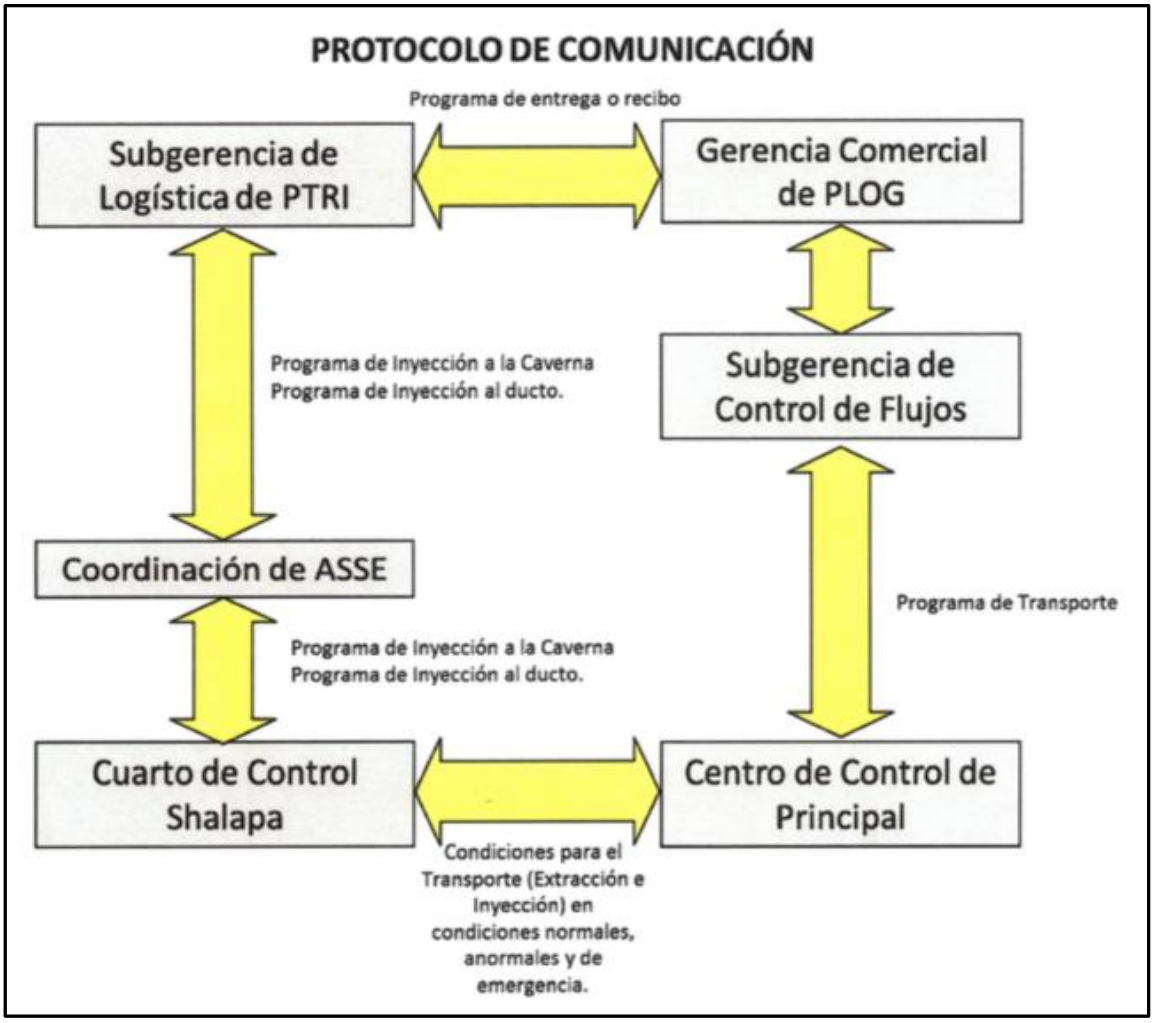
Ilustración 7. Límite de fronteras



4.2.1.4.10. Protocolo de Comunicación.

La comunicación entre PEMEX Subgerencia de logística y ASSE, será el siguiente.

Ilustración 8. Protocolo de Comunicación



4.2.1.5. Filosofía de Operación de la instalación por parte de ASSE.

4.2.1.5.1. Descripción General.

Las instalaciones de la Planta se pueden subdividir en los sistemas de proceso siguientes.

Recepción y Envío de gas LP.

- Referirse al DTI n° FR48-GM-GEN-PR-PID-11021

Estación de medición de Gas LP.

- Referirse al DTI n° FR48-GM-GEN-PR-PID-11022 & FR48-041-D06-0032

Bombas de inyección de Gas LP a las cavernas.

- Referirse al DTI n° FR48-GM-GEN-PR-PID-11023

Almacenamiento de Gas LP en cavernas.

- Referirse al DTI n° FR48-GM-GEN-PR-PID-11024

Estación de control de presión de Gas LP.

- Referirse al DTI n° FR48-GM-GEN-PR-PID-11026

Deshidratación de Gas LP.

- Referirse al DTI n° FR48-GM-GEN-PR-PID-11027 & FR48-003-D06-0088

Depósitos de Salmuera.

- Referirse al DTI n° FR48-GM-GEN-PR-PID-11025

4.2.1.5.1.1. Recepción de Gas LP a partir del ducto en operación hacia la caverna.

El Gas LP que entra a la instalación proviene del ducto de Gas LP de PEMEX de 24''. Este gas es filtrado en los filtros de tipo canasta (FL-101/102/103), para luego ser medido por el sistema de medición bidireccional (MC-101/102/103).

Una vez filtrado y medido, el Gas LP es inyectado en la caverna por medio de bombas centrifugas horizontales de alta presión (BA-201/202/203/204).

Durante la recepción del Gas LP desde el ducto, la salmuera almacenada en la caverna es sustituida por el Gas LP. La salmuera es enviada hacia los desgasificadores (DG-501/502) para eliminar el gas disuelto y para ser luego almacenada en los estanques de salmuera (ESA-501 A / B / C).

4.2.1.5.1.2. Envío del Gas LP desde la caverna en operación hacia el ducto.

La salmuera de operación almacenada en los estanques de salmuera (ESA-501 A / B / C) es inyectada en la caverna por medio de bombas centrífugas horizontales (BA-501/502/503).

El Gas LP desplazado por la inyección de salmuera en la caverna se envía a la estación de reducción de presión (PV-710/720) con el fin de ajustar la presión. Entonces el Gas LP es enviado hacia un separador de coalescencia (TA-602) y al paquete de deshidratación (SG-601) con el fin de cumplir con las especificaciones de PEMEX (El contenido de agua máx. debe ser de 18 ppm). El Gas LP seco es medido en un sistema de medición bidireccional (MC-101/102/103) y enviado al ducto PEMEX de 24''.

4.2.1.5.1.3. Control general del proceso.

Las operaciones de recepción Gas LP desde el ducto y el envío hacia el ducto desde la caverna en operación son supervisadas principalmente desde la sala de control de la planta; en cambio sólo las válvulas de PEMEX son controladas a distancia desde el sistema SCADA de PEMEX. Estas informaciones serán detalladas en los párrafos siguientes.

4.2.1.5.1.3.1. Equipo controlado por el SCADA de PEMEX y el estado repetido en el DCS.

Las instrumentaciones de las trampas de diablos (de recepción y envío) son operadas por PEMEX.

Sólo las cinco (5) válvulas de recepción y envíos siguientes (ref. FR 48-GM-GEN-PR-PID-11021) son controladas por el sistema SCADA de PEMEX y sus respectivos estados son repetidos en el DCS de la Planta:

- Válvula de entrada XV-104 en la línea 24"-LPG-038-ST-D02T1 de by-pass de la trampa de diablo de recepción.
- Válvula de entrada XV-102 en la línea 16"-LPG-002-ST-D01T1.
- Válvula de by-pass XV-101 en la línea 24"-LPG-040-ST-D02T1.
- Válvula de salida XV-103 en la línea 16"-LPG-001-ST-D01T1.
- Válvula de salida XV-105 en línea 24"-LPG-039-ST-D02T1 de by-pass de la trampa de diablo de envío.

Todas las válvulas manuales del ducto son operadas por PEMEX. También cabe señalar que las operaciones de limpieza están bajo la responsabilidad de PEMEX.

4.2.1.5.1.3.2. Equipo controlado por el DCS y estado repetido en el SCADA de PEMEX.

Los equipos siguientes son controlados por el sistema DCS de la planta y su estado es repetido en el sistema SCADA de PEMEX (Referirse al DTI FR48-GM-GEN-PR-PID-11021).

- Recepción de Gas LP del ducto.
- Envío de Gas LP hacia el ducto.
- Detección de fuego y gas de la planta.
- Volumen de la caverna.

El paquete de medición (incluyendo el filtro y medidor de caudal/flujo) es supervisado por el sistema SCADA de PEMEX y los controles son realizados por el DCS de la Planta (elección de la dirección del flujo y selección de los patines de medición).

4.2.1.5.1.4. Posición de las válvulas MOV en el estado estacionario.

Al final de cada operación (recepción de Gas LP desde el ducto o envío desde la caverna hacia el ducto), las MOV-132, MOV-133, MOV-202, MOV-700, MOV-503, MOV-200, MOV-504, MOV- 505 deberán ser cerradas y desbloqueadas.

El operador las volverá a abrir cuando sea necesario.

La siguiente tabla resume la posición de las válvulas motorizadas (MOV) durante la recepción de Gas LP desde el ducto y del envío desde la caverna hacia el ducto en modo estacionario:

Tabla 7. Posición de las válvulas MOV en el estado estacionario

Válvulas Motorizadas MOV	Durante la recepción de Gas LP desde el ducto	Durante el Envío de gas LP desde la caverna hacia el ducto	Modo estacionario
MOV-132	O	C	C
MOV-133	C	O	C
MOV-200	O	C	C
MOV-202	O	C	C
MOV-700	C	O	C
MOV-503	O	O	C
MOV-504	O	C	C
MOV-505	C	O	C

O: Abierto; C: Cerrado

Durante la Recepción de Gas LP desde el ducto o envío desde la caverna hacia el ducto, la posición de las válvulas MOV resumida en la tabla anterior será "Reservada Cerrada" o "Reservada Abierta" según la posición requerida.

El XV-104 / XV-101 o el XV-101 / XV-105 deberán estar siempre abierta de manera a estar permanentemente abierta hacia un lado u otro lado del ducto.

Los dos enclavamientos o bloqueos (interlock) siguientes existen:

- Bloqueo/enclavamiento de las MOV-132 y MOV-133: cuando la MOV-132 no está cerrada, la MOV-133 no puede estar abierta y viceversa.
- Bloqueo/enclavamiento de las MOV-504 y MOV-505: cuando la MOV-504 no está cerrada, la MOV-505 no puede estar abierta y viceversa.

4.2.1.5.1.5. Recepción del Gas LP desde el ducto en operación (PO1).

4.2.1.5.1.5.1. Descripción.

El Gas LP recibido del ducto de 24'' de PEMEX llega con una presión de 52 a 57 kg/cm^2 g, y un caudal de 400 ton / h basado en un gas de referencia que tiene una densidad de 0.504 kg/l a 15.6 ° C.

El Gas LP proveniente del ducto de 24" de PEMEX entra en las instalaciones sin pasar por la trampa de diablos. Se filtra en los filtros de tipo canasta (FL-101/102/103), y es medido en el sistema de medición bidireccional (MC-101/102/103).

Antes de enviarlo al sistema de bombeo de Gas LP, se mide la humedad (contenido de agua) y la calidad del producto (relación de propano y butano) con el análisis del punto de rocío de agua y el cromatógrafo.

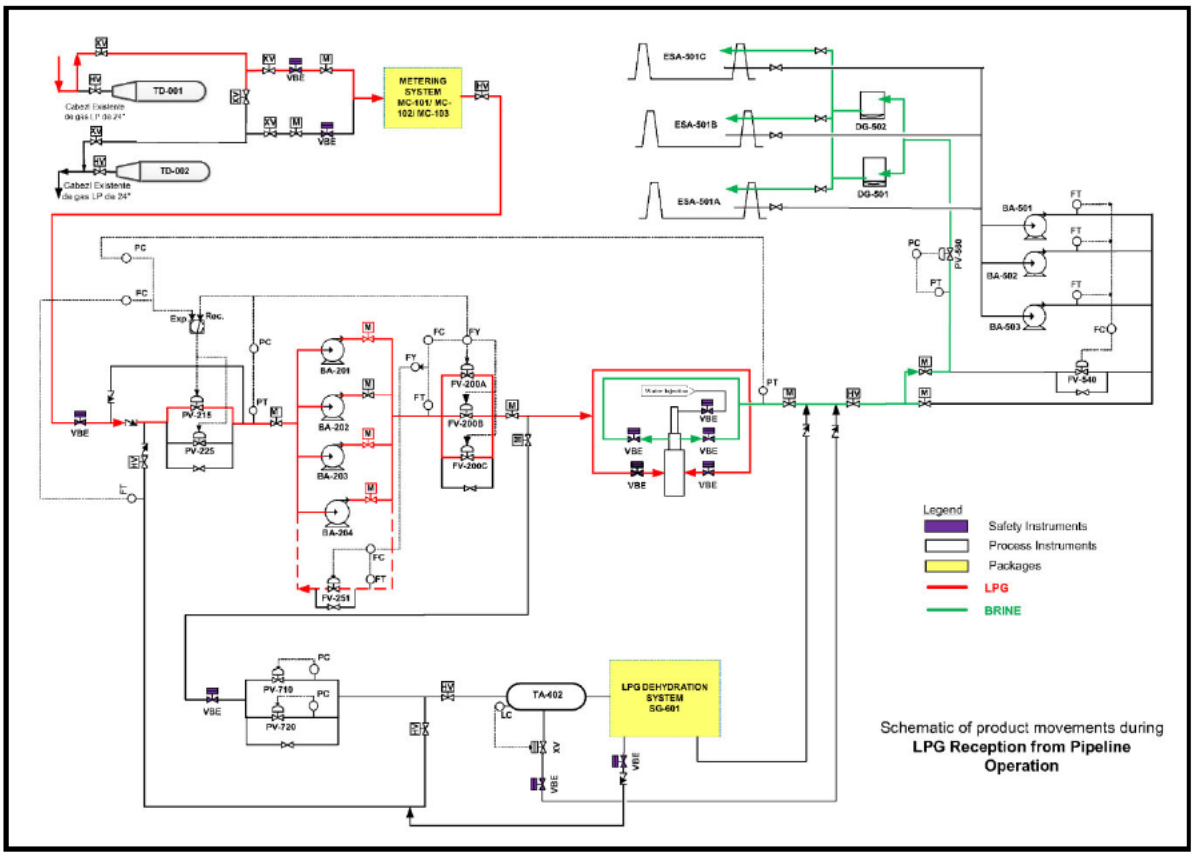
Si al momento de inyectar a la caverna, la presión al PIT-201 está muy baja y el PSLL 201 activado, el operador podrá utilizar la función override, desde la pantalla del SIS. Esto activara la función de inhabilitar el PSLL 201 durante 60 Sec (tiempo para que el operador abra las válvulas y que suba la presión para que se desactive el PSLL 201) y seguir la operación normal de inyección.

Una vez analizado, el Gas LP es inyectado en la caverna mediante las bombas centrífugas horizontales de alta presión (BA-201/202/203/204). Tres (3) bombas se utilizan en el funcionamiento normal para asegurar el caudal nominal y una cuarta bomba será utilizada como repuesto.

El Gas LP inyectado empuja la salmuera de la caverna y la envía hacia los desgasificadores (DG-501/502) para eliminar el gas disuelto y almacenarse en los estanques de salmuera (ESA-501 A / B / C).

La figura siguiente representa un esquema de los movimientos de producto durante la recepción de Gas LP desde el ducto en operación.

Ilustración 9. Diagrama de flujo de la Recepción del ducto en operación



La siguiente tabla resume la posición de las válvulas de Gas LP durante la recepción de gas del ducto:

Tabla 8. Posición de las válvulas durante la recepción del LPG

DTI Línea de Gas LP	Válvula	Posición	Reservado
FR48-GM-GEN-PR-PID-11021	HV-002	C	-
	XV-104	O	-
	HV-003	C	-
	XV-105	C / O	-
	XV-101	C / O	-
	XV-102	O	-
	VBE-134	O	-
	MOV-132	O	R

DTI Línea de Gas LP	Válvula	Posición	Reservado
	MOV-133	C	R
	XV-103	C	-
	VBE- 135	O	-
FR48-GM-GEN-PR-PID-11022 & FR48-041-D06-0032	XV-116/ XV-118	O / C	-
	XV-126/ XV-128	O / C	-
	XV-136/ XV-138	C / O	-
	HV-106	LO	-
FR48-GM-GEN-PR-PID-11023	VBE-201	O	-
	HV-703	C	-
	MOV-200	O	R
	MOV-210	O (Nota1)	-
	MOV-220	O (Nota1)	-
	MOV-230	O (Nota1)	-
	MOV-240	C (Nota1)	-
	MOV-202	O	R
	MOV-700	C	R
FR48-GM-GEN-PR-PID-11024	VBE-203	O	-
	VBE-204	O	-
Línea de salmuera			
FR48-GM-GEN-PR-PID-11024	VBE-500	O	-
	VBE-501	O	-
	VBE-900	O / C (Nota 2)	-
	MOV-503	O	R
	HV-502	O	-
FR48-GM-GEN-PR-PID-11025	MOV-504	O	R
	MOV-505	C	R

Leyenda: O: Abierto C: Cerrado

Nota 1: Se cierra cuando la bomba asociada esté apagada; Se abre cuando la bomba asociada está en funcionamiento, y que la presión de descarga de la bomba es:

- PIT-213 o 223 o 233 o 243 (depende del tren seleccionado) > PIT-208 + 5Kg/cm².

Nota 2: Puede ser abierto o cerrado según los requerimientos de inyección de agua.

R: Reservado (significa "Reservado Cerrado" o "Reservado Abierto" según la posición requerida durante la operación).

4.2.1.5.1.5.2. Sistema de recepción de Gas LP.

Las instalaciones receptoras de la planta deberán poder recibir del ducto de PEMEX 400 ton/h de fluido basado en una referencia con una densidad de 0.504 kg/L a 20°C.

Las condiciones de entrada en el punto de empate del ducto de PEMEX son enumeradas a continuación:

- Características del Gas LP (ver apéndice 16.1)
- Temperatura (normal / máxima): ambiente / 30°C
- Presión de funcionamiento normal (mínima / máxima.): 52 kg / cm² g / 57 kg / cm² g
- Presión de funcionamiento admisible (mínima / máxima.) mAOP = 35 kg/cm² g / MAOP = 62 kg/cm² g

Las operaciones se realizan enviando el Gas LP desde el ducto de 24" de PEMEX hacia la aspiración de las bombas de Gas LP sin pasar por la trampa de diablos.

PEMEX controla vía su SCADA la válvula de by-pass y las válvulas principales de entrada y salida de la planta.

La información de proceso de recepción requerida para la supervisión y control de las operaciones de la planta es accesible a través del DCS localizado en la sala de control de la planta y el estado se repite en el SCADA de PEMEX o recíprocamente.

El PAL-006, ubicado a continuación del receptor del diablo, es generado por el PT-006 y las informaciones del sistema SCADA de PEMEX en caso de baja presión de llegada de 35 kg/cm^2 g.

Si la presión del ducto sigue disminuyendo, el PSLL-134 en la entrada de la Planta se dispara a 30 kg/cm^2 g, parando las bombas de bombeo de LPG a las cavernas y cerrando la entrada de la planta vía la válvula VBE-134.

4.2.1.5.1.5.3. Sistema de medición de Gas LP.

El Gas LP pasa a través de los filtros (ubicadas aguas arriba de los medidores de flujo de tipo coriolis) y la estación de medición bidireccional.

Características de los filtros (FL-101/ FL-102/ FL-103, 3x50%, dos en funcionamiento y uno de repuesto):

Presión de diseño: 68.2 kg / cm^2 g.

Temperatura de diseño: -42 / +65 ° C.

Caudal de diseño: 425 m^3 / h.

Eficiencia: el filtro tipo canasta capturará partículas de 1/8''máximo aproximadamente.

Caída de presión (filtro limpio): 0.19 kg / cm^2

Características de la medición bidireccional (MC-101 / MC-102 / MC-103 - 3x50%, dos en funcionamiento, una de repuesto:

Presión de diseño: 68.2 kg / cm^2

Temperatura de diseño: -42 / +65 ° C

Caudal de diseño: 425 m^3 / h

La caída de presión del sistema de medición es de 1.5 kg/cm^2 y el caudal de diseño mínimo es 150 m^3/ h.

Antes de ser enviado al sistema de bombeo de gas LP, se mide y se registra la humedad (contenido de agua) y la calidad del producto (de C1 a C6) a través del analizador de punto de rocío del agua y del cromatógrafo.

Los cupones de corrosión se instalan aguas abajo del paquete de medición y aguas arriba de la aspiración de Gas LP para controlar posibles problemas de corrosión.

Los tés barrados y las bridas ciegas para futuras operaciones de limpieza se instalan en la línea16 "-LPG-012-ST-D01T1 entre el paquete de medición y las bombas de bombeo de Gas LP a la Caverna.

El PDAH-111/121/131 se dispara en caso de alta presión diferencial de 0.5 kg/cm^2 a través de cada filtro.

El FAH-101/102/103 se dispara en caso de caudal elevado medido por cada línea de medición de 420 m^3/h.

El FAL-100 se dispara en caso de caudal bajo medido por paquete de medición de 170 m^3/h.

4.2.1.5.1.5.4. Sistema de bombeo de Gas LP.

Se envía el Gas LP analizado al sistema de bombeo de gas LP. Este sistema de bombeo de gas LP incluye los siguientes elementos:

- Las válvulas de control de entrada PV-215/225
- Las cuatro bombas de Gas LP BA-201/202/203/204

- Las válvulas de control de salida FV-200A / 200B / 200C

4.2.1.5.1.5.4.1. Válvulas de control de entrada PV-215/225

Dos válvulas de control PV-215/225 están instaladas en el cabezal de aspiración de las bombas de Gas LP para compensar las diferencias de presión del ducto de PEMEX y así asegurar una presión de aspiración estable de las bombas de Gas LP.

Las características de las PV-215/225 (uno en funcionamiento, uno de repuesto) son las siguientes:

- Presión de diseño: 78.5 kg/cm² g
- Temperatura de diseño min / máx: -42 / 65 °C
- Caudal de diseño (min / máx.): 100 / 826.5 m3/h @ 525 kg/m^3 de LPG
- Presión diferencial máx.: 10.2 kg/cm^2
- Punto de regulación de la presión: 45 kg/cm² g, controlado por PT-205 (ajustado por el operador)

El PAH-205 se dispara a 60 kg/cm^2 g.

El PAL-205 se dispara a 35 kg/cm^2 g.

EL PSLL-201 se dispara a 30 kg/cm^2 g, apagando las bombas de Gas LP, de salmuera y cerrando las VBE-203, VBE-204, VBE-500, VBE-501, VBE-701, VBE-201, VBE-134 y VBE-135

4.2.1.5.1.5.4.2. Bombas de inyección de Gas LP a la caverna

Las bombas de inyección de Gas LP hacia la caverna incluyen cuatro bombas BA-201/202/203/204 (tres en funcionamiento, una de repuesto) con las características siguientes:

- Caudal de diseño: 300 m^3/h
- Presión diferencial: 2446 m (o 118.4 kg/cm^2)
- Temperatura de bombeo mín / máx: 26 °C
- Motor: motor eléctrico de velocidad constante

Comienzo de la inyección de Gas LP a la caverna.

Al comienzo de la Recepción de gas LP desde el ducto, el valor de ajuste de FIC-200 es cero (0). Una vez constatado este valor, la primera bomba de Gas LP puede ser puesta en operación.

Cabe recalcar que las válvulas de control FV-200A / 200B / 200C en el cabezal de descarga están cerradas. El Operador selecciona el tren (bomba y MOV) que quiere arrancar, durante la etapa del OP1, la válvula se abre cuando la presión de descarga de la bomba del tren selecciono es encima de PIT-208 + 5Kg/cm².

Durante el primer arranque de bomba, los reguladores de la válvula FV-251 y el FIC-200 son forcados abierto para tener un arranque suave (45% por FV-251 y 10% el FIC-200). Treinta (30) segundos después del orden de arranque de la primera bomba, los reguladores pasan en automático con sus valores de set point de funcionamiento normal.

La primera bomba se pone en marcha y se ejecuta en un modo de reciclado abriendo la válvula de control de flujo mínimo FV-251 con un punto de referencia de 150 m3/h controlado por el FIC-251. Los 150 m3/h representan el caudal mínimo de una bomba de gas LP. Cabe recalcar que el FV-251 está dimensionado para asegurar el reciclado de 150 m3/h a 450 m3/h (flujo mínimo de una a tres bombas).

Una vez la primera bomba arrancada, el nuevo valor de punto de ajuste del FIC-200 es fijado (por el operador que aumenta suavemente el flujo hacia la caverna) y el Gas LP es inyectado en la Caverna.

La bomba será arrancada por el operador desde la sala de control de de la planta.

El punto de consigna del FIC-200 puede variar de 150 a 810 m^3/h y se limitará según el número de bombas de Gas LP en funcionamiento.

Si el operador quiere aumentar la recepción de Gas LP del caudal del ducto, primero debe aumentar el punto de consigna del FIC-200 sobre el flujo mínimo que van a necesitar las bombas y luego arrancar la siguiente bomba de gas LP.

La relación entre la cantidad de bombas en funcionamiento y el punto de consigna de FIC-200 es la siguiente:

Tabla 9. Cantidad de bombas de funcionamiento

Cantidad de bombas de Gas LP en funcionamiento	Consigna del FIC-200 (m^3/h)
Una	De 150 a 300 m^3/h
Dos	De 300 a 600 m^3/h
Tres	De 450 a 810 m^3/h

Fin de la inyección de Gas de LP en la caverna.

Cuando se acerque el final de la operación de Recepción de gas LP, el Operador reducirá el punto de consigna del FIC-200 y luego reducirá la cantidad de bombas de Gas LP en funcionamiento.

Las bombas de Gas LP pueden ser paradas desde la sala de control o mediante un botón de parada de emergencia (sólo en caso de emergencia) situado cerca de las bombas.

Con tres (3) bombas de Gas LP en funcionamiento, el FSLL-202A3 se dispara a partir de 400m3/h, entonces se apaga una (1) bomba de Gas LP.

Esta función se implementa en el DCS.

Con dos (2) bombas de Gas LP en funcionamiento, el FSLL-202A2 se dispara a partir de 225m3/h, entonces se apaga una (1) bomba de Gas LP.

Esta función se implementa en el DCS.

El FAHH-200 es generado a n x 294 m3/h, n es el número de bombas de Gas LP en funcionamiento. En cuanto una bomba es parada se cierra la MOV que se encuentra en su línea de descarga.

El PDAH-211 se dispara a 0.5 kg/cm^2 en caso de alta presión diferencial del filtro localizado a la aspiración de la bomba de Gas LP BA-201.

El PAH-212 se dispara a 65 kg/cm^2 g. Esta alarma no se producirá durante la recepción de Gas LP debido a la protección de aguas arriba y la operación máxima permitida en el punto de empate con el ducto.

El PSLL-212 se dispara a 20 kg/cm^2 g para proteger la bomba de Gas LP BA-201 contra la cavitación, y apagará la bomba de Gas LP BA-201.

El TSHH-214 se dispara a 75 ° C con el fin de proteger la bomba de Gas LP BA-201 contra el sobrecalentamiento debido al reciclado de flujo mínimo, y apagará la bomba de Gas LP BA-201.

El PAH-250A / PAH-252A se dispara a 0.71 kg/cm^2 g en caso de alta presión en el sello mecánico de venteo de la bomba de Gas LP BA-201.

El PSHH-250A / PSHH-252A se dispara a 1.53 kg / cm^{2}g en caso de alta presión en el sello mecánico de venteo (en caso de daños en el sello mecánico), y apagará la bomba de Gas LP BA-201.

El PDAH-221 se dispara a 0.5 kg/cm² en caso de alta presión diferencial del filtro localizado a la aspiración de la bomba de Gas LP BA-202.

El PAH-222 se dispara a 65 kg/cm² g. Esta alarma no se producirá durante la recepción de LPG debido a la protección aguas arriba y la operación máxima permitida en el punto de empate con el ducto.

La PSLL-222 se dispara a 20 kg/cm² g para proteger la bomba de Gas LP contra la cavitación y se apagara la bomba de Gas LP BA-202.

El TSHH-224 se dispara a 75 ° C para proteger la bomba contra el sobrecalentamiento debido al reciclado de flujo mínimo y apagará la bomba de Gas LP BA-202.

El PAH-250B / PAH-252B se dispara a 0.71 kg/cm^2 g en caso de alta presión en el sello mecánico de venteo de la bomba de Gas LP BA-202.

El PSHH-250B / PSHH-252B se dispara a 1.53 kg / cm2g en caso de alta presión en el sello mecánico de venteo (en caso de daños en el sello mecánico), y apagará la bomba de Gas LP BA-202.

El PDAH-231 se dispara a 0.5 kg/cm² en caso de alta presión diferencial del filtro localizado a la aspiración de la bomba de Gas LP BA-203.

El PAH-232 se dispara a 65 kg/cm² g. Esta alarma no se producirá durante la recepción de Gas LP debido a la protección de aguas arriba y la operación máxima permitida en el punto de empate con el ducto.

El PSLL-232 se dispara a 20 kg/cm² g para proteger la bomba de Gas LP BA-203 contra la cavitación, y apagará la bomba de Gas LP BA-203.

El TSHH-234 se dispara a 75 ° C con el fin de proteger la bomba de Gas LP BA-203 contra el sobrecalentamiento debido al reciclado de flujo mínimo, y apagará la bomba de Gas LP BA-203.

El PAH-250C / PAH-252C es se dispara a 0.71 kg/cm^2 g en caso de alta presión en el sello mecánico de venteo de la bomba de Gas LP BA-203.

El PSHH-250C / PSHH-252C se dispara a 1.53 kg / cm^{2}g en caso de alta presión en el sello mecánico de venteo (en caso de daños en el sello mecánico), y apagará la bomba de Gas LP BA-203.

El PDAH-241 se dispara a 0.5 kg/cm² en caso de alta presión diferencial del filtro localizado a la aspiración de la bomba de Gas LP BA-204.

El PAH-242 se dispara a 65 kg/cm² g. Esta alarma no se producirá durante la recepción de Gas LP debido a la protección de aguas arriba y la operación máxima permitida en el punto de empate con el ducto.

El PSLL-242 se dispara a 20 kg/cm² g para proteger la bomba de Gas LP BA-204 contra la cavitación, y apagará la bomba de Gas LP BA-204.

El TSHH-244 se dispara a 75 ° C con el fin de proteger la bomba de Gas LP BA-204 contra el sobrecalentamiento debido al reciclado de flujo mínimo, y apagará la bomba de Gas LP BA-204.

El PAH-250D / PAH-252D se dispara a 0.71 kg/cm² g en caso de alta presión en el sello mecánico de venteo de la bomba de Gas LP BA-204.

El PSHH-250D / PSHH-252D se dispara a 1.53 kg / cm²g en caso de alta presión en el sello mecánico de venteo.

4.2.1.5.1.5.4.3. Válvulas de control de descarga FV-200A/200B/200C

El cambio de contrapresión debido a las condiciones de la caverna es manejado por las válvulas de control localizadas en el cabezal de descarga. Tres (3) de las válvulas de control de salida FV-200A / 200B / 200C ubicadas en el cabezal común de descarga de las bombas de bombeo de Gas LP hacia la caverna que trabajan en modo de rango dividido, están diseñadas para gestionar el flujo total de inyección de Gas LP de 0% a 100%.

El FV-200C tiene un CV más pequeño que el FV-200A / 200B para asegurar el flujo mínimo de la recepción de Gas LP desde el ducto.

Las características del FV-200C son las siguientes:

- Presión de diseño: 212.1 kg/cm² g
- Temperatura de diseño mín / máx: -42 / 65 ° C
- Caudal de diseño (min / máx): 85 / 275.5 m3/h @ 484 kg/m³ de Gas LP
- Presión diferencial máxima: 61.2 kg / cm²

Las características del FV-200A / 200B son las siguientes:

- Presión de diseño: 212.1 kg/cm² g
- Temperatura de diseño mín / máx: -42 / 65 ° C

- Caudal de diseño (min / max): 150 m3/h @ 525 kg/m3 y 294 m3/h @ 484 kg/m3 de Gas LP
- Presión diferencial máx.: 45.2 kg/cm²

El punto de ajuste de la regulación del caudal será ajustado por el Operador y podría variar entre 150 m^3/h y 810 m^3/h para tres válvulas de control que trabajan en modo de rango dividido.

Durante la recepción del Gas LP del ducto hacia la Caverna, el MOV-700 está normalmente "Reservado Cerrado". Si por alguna razón la MOV-700 es abierta, la presión aumentará, el PSHH-702 / PSHH-703 se dispara a 73 kg/cm² g, cerrará las VBE-701, VBE-203 y VBE-204 y apagará las bombas de Gas LP.

Ver la siguiente tabla de los valores del regulador de la válvula como una función del flujo a una presión estática de 104 kg/cm^2 en la caverna:

Tabla 10. Valores del regulador de la válvula

FIC-200 CV %	m^3/h
7	200
16	400
24	600
40	800

Presión de línea durante la inyección a 800m^3/h igual a 140 kg/cm²

4.2.1.5.1.5.5. Sistema de almacenamiento de Gas LP.

Durante la recepción de Gas LP, la salmuera contenida en la caverna es empujada progresivamente hacia fuera y substituida por el Gas LP inyectado.

- La diferencia de presión dentro de la Caverna es deducida de las diferentes etapas de inyección del Gas LP y del llenado de la caverna.
- El nivel de llenado no se mide en la caverna.
- En caso de emergencia, la cabeza del pozo está protegida por las válvulas de bloqueo de emergencia.

En caso de muy alta presión en la entrada de la cabeza de pozo del Gas LP debido a la cristalización de la salmuera en el circuito, el PSH-203 y el PSH-204 se dispara al nivel de presión definido (kg/cm2g), apagando las bombas de bombeo de Gas LP y cerrando las válvulas de cierre de

emergencia VBE-203, VBE-204. Cabe recalcar que el nivel de presión depende del caudal y es igual a 1.05 * (-8E-10x3 + 6E-05x2 + 0.0027x + 116.64) kg/cm^2 g, x es el caudal de operación del Gas LP (ver Apéndice 2, curva de presión al final de la inyección). Esta función PSH-203 está implementada en el DCS.

El PSHH-203 se dispara a 169 kg/cm^2 g (resultado de la presión al caudal mínimo de la bomba de Gas LP 2700 m (@ 484 kg/m^3) y la presión a la aspiración de la bomba de Gas LP es de 48 kg/cm^{2}g) apagando al mismo tiempo las bombas de bombeo de Gas LP y cerrando las válvulas de cierre de emergencia VBE-203, VBE-204.

En caso de muy alta presión en la entrada de la cabeza de pozo del Gas LP debido a la cristalización de la salmuera en el circuito, el PSH-204 combinado con el FI-202 se dispara al nivel de presión definido (kg / cm^2 g), apagando las bombas de bombeo de Gas LP y cerrando las válvulas de cierre de emergencia VBE-203, VBE-204. Cabe recalcar que el nivel de presión depende del caudal y es igual a 1.05 * (-8E-10x3 + 6E-05x2 + 0.0027x + 116.64) kg/cm^2 g, x es el caudal de operación del Gas LP (ver Apéndice 2, curva de presión al final de la inyección). Esta función PSH-204 está implementada en el DCS.

El PSHH-204 se dispara a 169 kg/cm^2 g (resultado de la presión al caudal mínimo de la bomba de Gas LP 2700 m (484 kg/m^3) y la presión a la aspiración de la bomba de Gas LP es de 48 kg/cm^2 g) apagando al mismo tiempo las bombas de bombeo de Gas LP y cerrando las válvulas de cierre de emergencia VBE-203, VBE-204.

En caso de muy baja presión en la entrada de la cabeza del pozo de Gas LP debido a una posible ruptura de la línea de salmuera en la caverna, la PSLL-203 se dispara a 95 kg/cm^2 g, apagando las bombas de bombeo de Gas LP hacia las cavernas y cerrando las válvulas de bloqueo de emergencia VBE-203, VBE-204, VBE-500, VBE–501, VBE-900 (únicamente durante la OP-1).

En caso de muy baja presión en la entrada de la cabeza del pozo de Gas LP debido a una posible ruptura de la línea de salmuera en la caverna, la PSLL-204 se dispara a 95 kg/cm^2 g, apagando las bombas de bombeo de Gas LP hacia las cavernas y cerrando las válvulas de bloqueo de emergencia VBE-203, VBE-204, VBE-500, VBE-501, VBE-900 (únicamente durante la OP-1).

En caso de muy alto caudal de salmuera en la salida de la cabeza de pozo, el FSHH-500 se dispara a 900 m3/h, apagando las bombas de bombeo de Gas LP hacia las cavernas y cerrando las válvulas de cierre de emergencia VBE-203, VBE-204, VBE-500, VBE-501, VBE-900.

En caso de muy alta presión en la salida de salmuera de la cabeza del pozo (por ejemplo, en caso de ruptura de la línea de salmuera en la caverna), el PSHH-500A se dispara a 7 kg/cm^{2}g, apagando

las bombas de bombeo de Gas LP hacia las cavernas y cerrando las válvulas de cierre de emergencia VBE-203, VBE-204, VBE-500, VBE-501, VBE-900.

En caso de muy alta presión en la salida de salmuera de la cabeza del pozo, el PSHH-501A se dispara a 7 kg/cm^2 g, apagando las bombas de bombeo de Gas LP hacia las cavernas y cerrando las válvulas de cierre de emergencia VBE-203, VBE-204, VBE-500, VBE-501, VBE-900.

El PSHH-507 no se desactiva durante la recepción del Gas LP desde el ducto.

4.2.1.5.1.5.6. Sistema de Salmuera.

La función de retiro de salmuera de la Planta consiste en recuperar la salmuera almacenada en la caverna y en remplazarla por el Gas LP durante la recepción del mismo desde el ducto enviando la salmuera por la misma ocasión hacia los estanques de salmuera (ESA-501 A / B / C) para ser almacenada en condiciones ambientales. La salmuera se envía a los estanques pasando antes a través de los desgasificadores (DG-501/502) para eliminar cualquier rastro de Gas LP restante. El llenado del estanque de salmuera se realiza introduciendo la salmuera en el fondo (bajo el agua) para evitar que la mezcla de agua de lluvia en cada estanque disminuya la saturación de salmuera.

El Gas LP recuperado de la salmuera fluye hacia quemadores de gas situados en la parte superior de los desgasificadores donde es quemado. Los dos desgasificadores (2 x 50%) están en funcionamiento. Las características de los desgasificadores son las siguientes:

- Caudal de salmuera: 531 446 kg/h
- Flujo de Gas LP min / máx: 286.5 / 1015 kg/h
- Presión de trabajo mín / máx: 0.7 / 1 kg/cm^2 g
- Temperatura de funcionamiento min / máx: 35/50 ° C
- Funcionamiento de 1 pileta abierta hasta un caudal de 650 m^3/h de agua. Encima de 650 m^3/h, 2 piletas son recomendadas.

Una válvula de control de presión PV-560 es instalada a la entrada de los desgasificadores con un punto de consigna de 3.2 kg/cm^2 g para mantener una presión positiva en la línea de salmuera entre la cabeza del pozo y el desgasificador.

El caudal de salmuera es deducido del caudal de recepción de Gas LP y de la posible cantidad máxima de Gas LP disuelta en la salmuera en las condiciones del fondo de caverna. Esto significa que el caudal de salmuera no es ni fijado ni controlado por un operador.

Los operadores deciden manualmente cuál de los tres estanques se llena abriendo la válvula manual del estanque seleccionado. Cada estanque es considerado como independiente y puede ser llenado o vaciado sin afectar a los otros dos estanques.

La capacidad de trabajo de cada estanque es de 122 960 m^3.

La cantidad de salmuera enviada a los estanques es transmitida por el FIT-500 localizado fuera de la Caverna (línea 16 "-BRI-002-ST-B07T1 entre la cabeza del pozo y los desgasificadores de salmuera). La calidad de la salmuera enviada a los estanques no se mide, sino que se muestrea manualmente para fines de análisis.

El Gas LP utilizado como gas combustible para el barrido y los pilotos de los desgasificadores de salmuera (DG-501/DG-502), es tomado de manera prioritaria en la red de Gas LP (aguas arriba de las válvulas de control de presión PCV-215/225). El Gas LP fluye hacia el vaporizador de gas combustible eléctrico y el sobrecalentador (CE-751, CE-752), donde se vaporiza y se calienta a 55° C para evitar cualquier licuefacción hasta que llegue al calentador encendido para el paquete de deshidratación. Este Gas LP calentado pasa entonces a través del filtro de gas combustible (FL-751) para eliminar la más pequeña de líquido, reducir su presión a través de la válvula de presión autorreguladora PCV-795 y se dirige al desgasificador de salmuera.

Para conocer el detalle del paquete de condicionamiento de gas combustible consulte el capítulo 7.3.

Cabe recordar que primero se debe barrer la zona de vapor del desgasificador antes de encender los pilotos.

El encendido de los pilotos puede realizarse mediante el modo automático o manual. Se debe tener en cuenta que, para la puesta en marcha inicial, se recomienda poner en marcha el sistema HEI automático / manual en modo manual para ajustar los reguladores de presión antes de iniciar en modo automático.

Los desgasificadores son detallados por el Proveedor de desgasificadores de salmuera (Zeeco Therme).

Nota: De acuerdo con el manual de funcionamiento del Proveedor de desgasificadores de Salmuera Zeeco Therme, la boquilla requiere una velocidad continua de gas de 1770 SCFH por desgasificador (46.5 Nm3/h) cada vez que la boquilla esté funcionando con los pilotos encendidos. Este caudal continuo es necesario para evitar la penetración de oxígeno proveniente de la atmosfera en la chimenea, lo que podría causar quemado interno y retroceso de gas. Durante los periodos de inactividad del quemador, los pilotos se extinguen, en este caso no habrá necesidad de mantener el

caudal continuo. Sin embargo, antes de que los pilotos vuelvan a encenderse, se requerirá una purga inicial de todo el sistema para eliminar el oxígeno almacenado en sistema antes del arranque.

Cuando la Planta no está en funcionamiento (en estado estacionario) o después de un paro de emergencia, es necesario cerrar la válvula manual V-783.

Se respetará el protocolo siguiente para el arranque inicial del barrido de la zona de vapor y el suministro de los pilotos de los desgasificadores de salmuera:

- Paso 1. Puesta en marcha del paquete de gas combustible, el sistema HEI está en OFF.
- Paso 2. Abrir la válvula manual V-783, y por lo tanto la zona de vapor del desgasificador es barrida.
- Paso 3. Iniciar el sistema HEI en modo manual para encender los pilotos.

Después de que todos los pilotos estén encendidos, el operador girará el selector HEI MAN / OFF / AUTO para el piloto hacia la posición AUTO.

La alarma YAL-510 es disparada en caso de ausencia de llama del piloto de gas de desgasificador durante 1 hora, y apaga las bombas de Gas LP de 60 minutos.

La alarma YAL-520 es disparada en caso de ausencia de llama del piloto de gas de desgasificador durante 1 hora, y apaga las bombas de Gas LP de 60 minutos.

En caso de alto nivel en el desgasificador (DG-501), el LSH-501 se dispara a 8556.6 mm o 400m^3/h de agua, apagando las bombas de bombeo de Gas LP hacia la caverna (y de salmuera por el OP3), para evitar el desbordamiento y cerrando las VBE-500 y VBE-501 (porque podría ser causada por una erupción).

En caso de alto nivel en el desgasificador (DG-502), el LSH-502 se dispara a 8556.6 mm o 400 m^3/h de agua, apagando las bombas de bombeo de Gas LP hacia la caverna (y de salmuera por el OP3), para evitar el desbordamiento y cerrando las VBE-500 y VBE-501 (porque podría ser causada por una erupción).

4.2.1.5.1.5.7. Resumen de los puntos de ajuste (consignas).

Tabla 11. Puntos de ajuste (consignas)

Sistema	Bucle/Lazo	Punto de ajuste	Tipo
Recepción de Gas LP	PAL-006	35 kg/cm^2 g	Alarma
Recepción de Gas LP	PSLL-134	30 kg/cm^2 g	Acción

Sistema	Bucle/Lazo	Punto de ajuste	Tipo
Medición	PDAH-111/121/131	0.5 kg/cm² g	Alarma
Medición	FAH-101/102/103	420 m³/h	Alarma
Medición	FAL-100	170 m³/h	Alarma
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PAH-205	60 kg/cm² g	Alarma
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PAL-205	35 kg/cm² g	Alarma
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PSLL-201	30 kg/cm² g	Acción
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PDAH-211	0.5 kg/cm²	Alarma
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PSLL-212	20 kg/cm² g	Acción
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PAH-212	65 kg/cm² g	Alarma
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	TSH-214	75 °C	Acción
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PAH-250A/ PAH-252A	0.71 kg/cm² g	Acción
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PSHH-250A/ PSHH-252A	1.53 kg/cm² g	Acción
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PDAH-221	0.5 kg/cm²	Alarma
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PSLL-222	20 kg/cm² g	Acción
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PAH-222	65 kg/cm² g	Alarma
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	TSH-224	75 °C	Acción
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PAH-250B/ PAH-252B	0.71 kg/cm² g	Alarma
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PSHH-250B/ PSHH-252B	1.53 kg/cm² g	Acción
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PDAH-231	0.5 kg/cm²	Alarma

Sistema	Bucle/Lazo	Punto de ajuste	Tipo
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PSLL-232	20 kg/cm² g	Acción
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PAH-232	65 kg/cm² g	Alarma
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	TSH-234	75 °C	Acción
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PAH-250C/ PAH-252C	0.71 kg/cm² g	Alarma
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PSHH-250C/ PSHH-252C	1.53 kg/cm² g	Acción
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PDAH-241	0.5 kg/cm²	Alarma
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PSLL-242	20 kg/cm² g	Acción
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PAH-242	65 kg/cm² g	Alarma
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	TSH-244	75 °C	Acción
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PAH-250D/ PAH-252D	0.71 kg/cm² g	Alarma
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PSHH-250D/ PSHH-252D	1.53 kg/cm² g	Acción
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	FSLL-202A3	400 m³/h si 3 bombas de Gas LP en funcionamiento, parar 1.	Acción
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	FSLL-202A2	225 m³/h si 2 bombas de Gas LP en funcionamiento, parar 1.	Acción
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	FAHH-200	n x 294 m³/h (n: cantidad de bombas de Gas LP en funcionamiento)	Alarma
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	PAH-207		Deshabilitar
Bombas de Gas LP hacia las cavernas	FSHH-202		Deshabilitar
Reducción de presión de Gas LP	PSHH-702/703	73 kg/cm² g	Acción

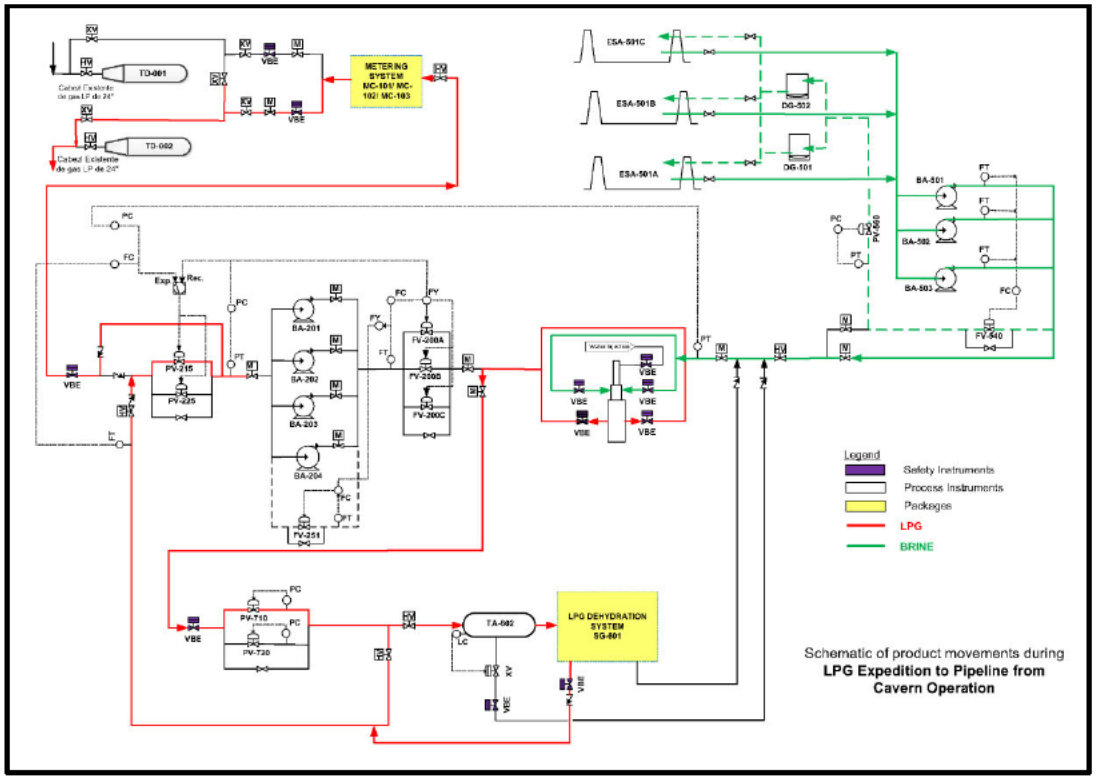
Sistema	Bucle/Lazo	Punto de ajuste	Tipo
Almacenamiento	PSHH-203/204	169 kg/cm² g	Acción
Almacenamiento	PSH-203/204	Variable	Acción (DCS)
Almacenamiento	PSLL-203/204	95 kg/cm² g	Acción
Almacenamiento	FSHH-500	900 m³/h	Acción
Almacenamiento	PSHH-500A	7 kg/cm² g	Acción
Almacenamiento	PSHH-501A	7 kg/cm² g	Acción
Almacenamiento	PSHH-507	8.2 kg/cm² g	Deshabilitar
Salmuera	YL-510/520	1 hora sin flama	Acción
Salmuera	LSH-501	8556.6 mm	Acción
Salmuera	LSH-502	8556.6 mm	Acción

4.2.1.5.1.6. Envío de Gas LP desde la caverna hacia ducto en operación (OP2).

4.2.1.5.1.6.1. Descripción.

La salmuera almacenada en los estanques de salmuera (ESA-501 A / B / C) es inyectada en la caverna mediante bombas centrífugas horizontales (BA-501/502/503). El Gas LP desplazado por la inyección de salmuera en la caverna es enviado hacia una reducción de presión (PV-710/720) para ajustar la presión. El Gas LP recuperado de la caverna podría contener trazas de agua, por lo tanto, el Gas LP recuperado de la caverna es tratado a través de una unidad de coalescencia (TA-602) y un paquete de deshidratación (SG-601) para cumplir con las especificaciones de PEMEX (Contenido máximo en agua de 18 ppm). Antes de enviar el Gas LP al ducto, se mide y registra la humedad (contenido de agua) y la calidad del producto (relación de componentes de C1 a C6) a través del analizador de punto de rocío del agua y del cromatógrafo. Luego el Gas LP seco es medido en un sistema de medición bidireccional (MC-101/102/103) y exportado hacia el ducto de 24" de PEMEX. La siguiente figura presenta un esquema de los movimientos del producto durante el envío de Gas LP desde la Caverna hacia el ducto.

Ilustración 10. Diagrama de proceso de movimientos de GLP desde la caverna hacia el ducto



La siguiente tabla resume la posición de las válvulas durante el envío de Gas LP desde la caverna hacia el ducto.

Tabla 12. Posición de las válvulas durante envío de GLP desde la Caverna al ducto

DTI	Válvula	Posición	Reservado
Línea de salmuera			
FR48-GM-GEN-PR-PID-11025	MOV-504	C	R
	MOV-505	O	R
FR48-GM-GEN-PR-PID-11024	HV-502	O	-
	MOV-503	O	R
	VBE-500	O	-
	VBE-501	O	-
	VBE-900	O / C (Note1)	-
Linea de Gas LP			

DTI	Válvula	Posición	Reservado
FR48-GM-GEN-PR-PID-11024	VBE-203	O	-
	VBE-204	O	-
FR48-GM-GEN-PR-PID-11023	MOV-202	C	R
	MOV-700	O	R
FR48-GM-GEN-PR-PID-11026	VBE-701	O	-
	HV-602	O	-
	HV-702	C	-
FR48-GM-GEN-PR-PID-11027	VBE-605	O	-
FR48-GM-GEN-PR-PID-11023	HV-703	O	-
	MOV-200	C	R
	MOV-210	C	-
	MOV-220	C	-
	MOV-230	C	-
	MOV-240	C	-
	VBE-201	O	-
FR48-GM-GEN-PR-PID-11022 & FR48-041-D06-0032	HV-106	LO	-
	XV-116/ XV-118	O / C	-
	XV-126/ XV-128	O / C	-
	XV-136/ XV-138	C / O	-
FR48-GM-GEN-PR-PID-11021	VBE-135	O	-
	MOV-133	O	R
	XV-103	O	-
	XV-105	O	-
	HV-003	C	-
	MOV-132	C	R
	VBE-134	O	-

DTI	Válvula	Posición	Reservado
	XV-102	C	-
	HV-002	C	-
	XV-104	C / O	-
	XV-101	C / O	-

O: Abierto; C: Cerrado; LO: Bloqueado Abierto

Nota 1: Puede estar abierto o cerrado de acuerdo con los requerimientos de inyección de agua. Durante el envío de Gas LP desde la Caverna hacia el ducto, no hay inyección de agua, por lo que el VBE-900 está cerrado.

R: Reservado (significa "Reservado Cerrado" o "Reservado Abierto" según la posición requerida durante la operación).

4.2.1.5.1.6.2. Sistema de Salmuera.

La salmuera procedente de los estanques de salmuera (ESA-501 A / B / C) es filtrada a través de un filtro de salmuera instalado en la línea de succión de cada bomba. La salmuera es inyectada en la caverna mediante bombas centrífugas horizontales (BA-501/502/503).

Tres bombas de salmuera (3 x 50%) son instaladas, dos (2) en funcionamiento y una (1) de repuesto, las características de las bombas de salmuera son las siguientes:

- Caudal de diseño: 436 m^3/h
- Presión diferencial: 56.6 m
- Temperatura de bombeo mín / máx: 25/40 ° C
- Motor: motor eléctrico de velocidad constante

Se proporciona un circuito de reciclado común para mantener el caudal mínimo de cada bomba arrancada (una por una). Este circuito de reciclaje también se utiliza para la operación en modo de transferencia de estanque a estanque de salmuera y para la presurización de la Caverna en la secuencia del envío de Gas LP.

Cada bomba y su filtro respectivo pueden ser aislados para el mantenimiento mediante válvulas de bloqueo ubicadas en la línea de succión y descarga. Después del aislamiento, la sección de aislamiento se drena hacia el pozo ESA-510. La salmuera en el pozo es devuelta al estanque por medio de la bomba de sumidero BA-510.

Previamente al envío de Gas LP desde la Caverna hacia el ducto, el operador selecciono el estanque de salmuera con las válvulas de succión que están al cobertizo de las bombas de salmuera y para la recirculación con las válvulas que están al cabezal de los estanques.

4.2.1.5.1.6.2.1. Ajustes de configuración para envío de Gas LP desde la caverna hacia el ducto.

Antes de iniciar el envío de Gas LP desde la caverna hacia el ducto, es necesario presurizar la caverna.

Esta presurización de la caverna se realiza mediante una bomba de salmuera y usando la línea de flujo mínimo que va al desgasificador y también a la caverna. Para ello, se deben respetar los pasos siguientes (manejados por la OP-2):

- Paso 1. Dar una presión de consigna a la válvula de control de presión PV-560 de 6.2 kg/cm²g (La PV-560 se encuentra en el modo auto y se cerrará naturalmente cuando el punto de ajuste sea de 6.2 kg/cm^2 g)
- Paso 2. Abrir el MOV-503
- Paso 3: Arrancar la bomba de salmuera
- Paso 4. Abrir el MOV-504

La presurización de la Caverna está en marcha. Durante la presurización de la caverna, la presión aguas arriba de la PV-560 puede alcanzar un valor máximo de 6.4 kg/cm^2 g y la presión en la entrada de salmuera en la cabeza del pozo, puede alcanzar un valor máximo de 5.2 kg/cm^2 g. Cuando la presión indicada por PI-506 sea de 5.0 kg/cm^2 g (PSH-506 de 5.0 kg/cm2 g) se efectúan los pasos siguientes:

- Paso 5. Cierre el MOV-504
- Paso 6. Reducir el punto de consigna de PIC-560 a 3.2 kg / cm²g (en este caso, la bomba de salmuera está en modo de reciclado hacia el estanque y la presión de descarga de la bomba es de 8.4 kg/m²g).

Luego, abrir el MOV-505 (la presión diferencial entre la entrada y salida de esta válvula cuando empieza a abrirse es de aproximadamente 1.8 kg / cm²g). El caudal de la salmuera hacia la caverna aumentará primero y luego disminuirá cuando la presión de la cabeza del pozo se incremente para finalmente llegar al caudal mínimo de la bomba de salmuera.

En este caso, se cumplen las condiciones para el envío de Gas LP desde la caverna hacia el ducto.

Del lado del Gas LP.

La válvula MOV-700 está cerrada. La válvula de control de presión PV-710/720 está cerrada también.

Cuando el operador abre la MOV-700, la válvula de control de presión PV-710/720 se abre a lo largo de una rampa de apertura para alcanzar la presión de ajuste (60 a 62kg/cm²g, valor dado por el operador).

Los párrafos siguientes describen otras regulaciones.

Bombas de salmuera

Las bombas de salmuera se utilizan para:

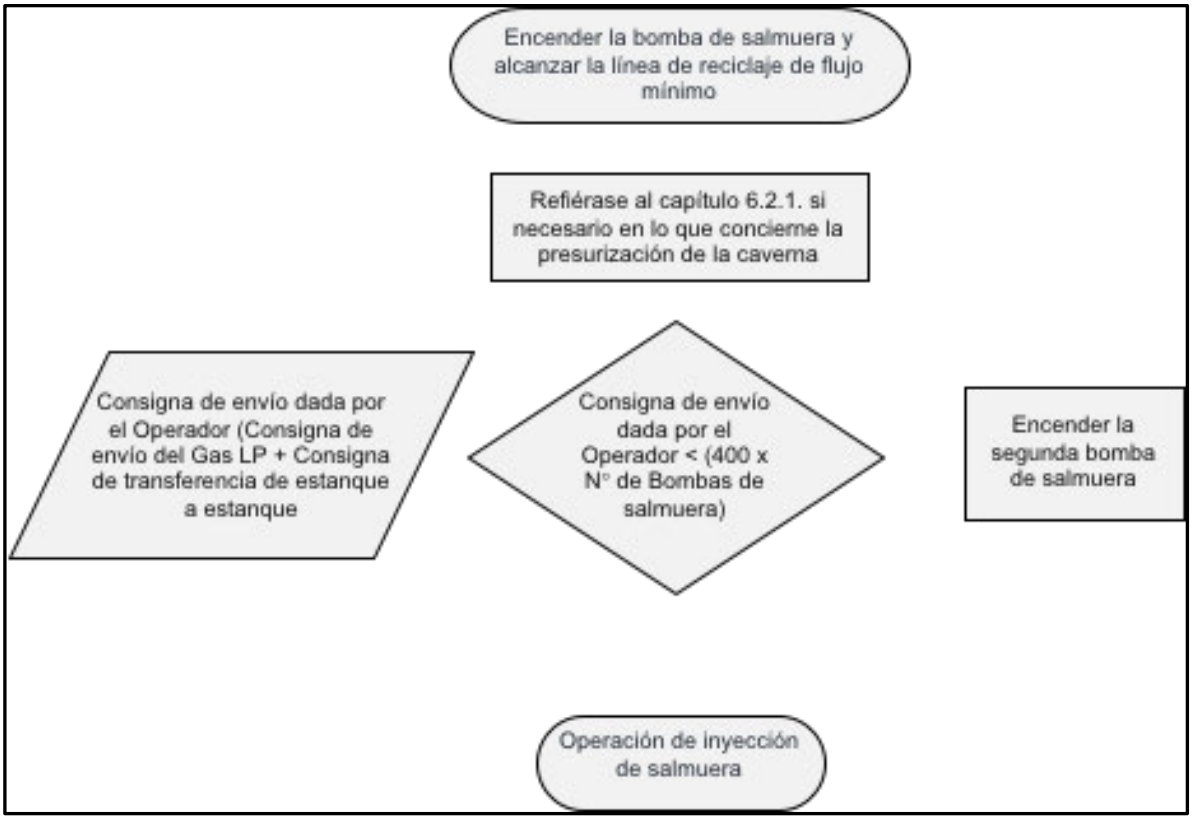
Envío de Gas LP desde la caverna hacia el ducto

Trasferencia de estanque a estanque

Para la operación de transferencia de estanque a estanque consulte el capítulo 11.1.

El diagrama de flujo de la bomba de salmuera para el funcionamiento normal es el siguiente:

Ilustración 11. Diagrama de funcionamiento de la bomba de salmuera funcionamiento normal

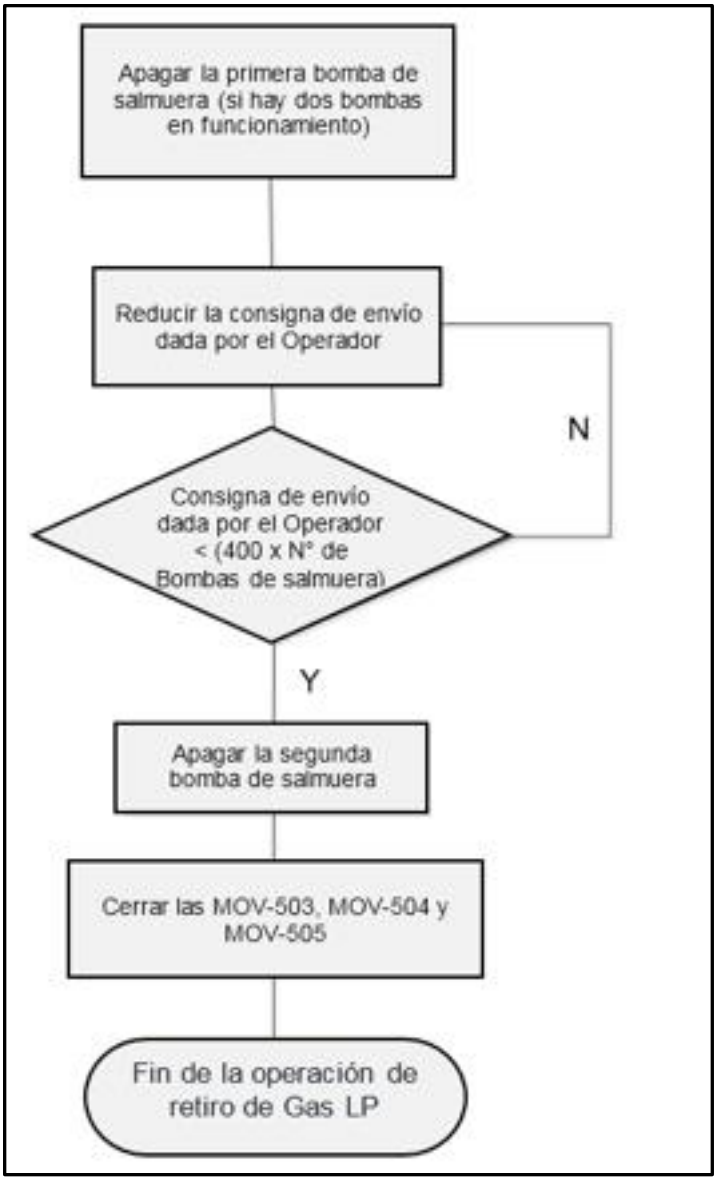


Las bombas de salmuera se controlan desde la sala de control. No hay panel local, sólo se prevé un botón de paro de emergencia (uno por bomba).

El caudal de salmuera se transmite a la descarga de la bomba (FIT-510/520/530 y FIT-540) y también a la entrada de la cabeza del pozo (FIT-500).

La presión se mide en la succión de la bomba (PIT-510/520/530), en la descarga de la bomba (PI-510/520/530 y PIT-505) y en la entrada de la cabeza del pozo (PIT-507)

Ilustración 12. Diagrama de funcionamiento de la bomba de salmuera funcionamiento de finalización normal



La bomba puede detenerse remotamente.

En caso de fallo de una bomba, la bomba se apaga y la bomba de repuesto debe arrancarse manualmente. Para cada bomba se proporciona un interruptor local de paro de emergencia.

En caso de que todas las bombas de salmuera estén paradas, los MOV-503, MOV-504 y MOV-505 deben estar cerrados, para evitar una presión negativa en el punto más alto de la línea de salmuera (elevación a + 43m).

El LAH-510 se dispara a un nivel alto en el estanque de salmuera ESA-501 C de 8100mm.

El LAL-510 se dispara a un nivel bajo en el estanque de salmuera ESA-501 C de 4600mm.

El LALL-510 se dispara a un nivel bajo en el estanque de salmuera ESA-501 C de 1300mm.

El LAH-512 se dispara a un nivel alto en el estanque de salmuera ESA-501 B de 8100 mm.

El LAL-512 se dispara a un nivel bajo en el estanque de salmuera ESA-501 B de 4600 mm.

El LALL-512 se dispara a un nivel muy bajo en el estanque de salmuera ESA-501 B de 1300 mm.

El LAH-520 se dispara a un nivel alto en el estanque de salmuera ESA-501 C de 8100 mm.

El LAL-520 se dispara a un nivel bajo en el estanque de salmuera ESA-501 C de 4600 mm.

El LALL-520 se dispara a un nivel muy bajo en el estanque de salmuera ESA-501 C de 1300 mm.

El PAL-510 se dispara a baja presión a la succión de la bomba de salmuera BA-501 de 0.6 kg/cm^{2}g.

En caso de baja presión en la aspiración de la bomba de salmuera BA-501, la PSLL-510 se dispara a -0.6 kg / cm^2 g para protegerla contra la cavitación, apagando esta bomba. Pression by-pasiado al arranque durante 60 segundos.

El PAL-520 se dispara a baja presión a la aspiración de la bomba de salmuera BA-502 de 0.6kg/cm^2 g.

La PSLL-520 se dispara a una presión muy baja a la aspiración de la bomba de salmuera BA-502 de -0.6 kg / cm^2 g, apagando esta bomba. Presión bypasiado al arranque durante 60 segundos.

El PAL-530 se dispara a baja presión a la aspiración de la bomba de salmuera BA-503 de 0.6kg/cm^2 g.

La PSLL-530 se dispara a una presión muy baja a la aspiración de la bomba de salmuera BA-503 de -0.6 kg / cm^2 g, apagando esta bomba. Presión bypasiado al arranque durante 60 segundos.

El FAL-510 se dispara a un caudal bajo de la bomba de salmuera BA-501 de 190 m^3/h.

El FSLL-510 se dispara a bajo caudal muy bajo de la bomba de salmuera BA-501 de 170 m^3/h.

El FAH-510 se dispara a un caudal elevado de la bomba de salmuera BA-501 de 440 m^3/h.

El FSHH-510 se dispara a un caudal muy alto de la bomba de salmuera BA-501 de 600 m^3/h y apaga el BA-501.

El FAL-520 se dispara a un caudal bajo de la bomba de salmuera BA-502 de 190 m^3/h.

El FSLL-520 se dispara a bajo caudal muy bajo de la bomba de salmuera BA-502 de 170 m^3/h.

El FAH-520 se dispara a un caudal elevado de la bomba de salmuera BA-502 de 440 m^3/h.

El FSHH-520 se dispara a un caudal muy alto de la bomba de salmuera BA-502 de 600 m^3/h y apaga el BA-502.

El FAL-530 se dispara a un caudal bajo de la bomba de salmuera BA-503 de 190 m^3/h.

El FSLL-530 se dispara a bajo caudal muy bajo de la bomba de salmuera BA-503 de 170 m^3/h.

El FAH-530 se dispara a un caudal elevado de la bomba de salmuera BA-503 de 440 m^3/h.

El FSHH-530 se dispara a un caudal muy alto de la bomba de salmuera BA-503 de 600 m3/h y apaga el BA-503.

El YL-510 y el YL-520 están deshabilitados durante el envío de Gas LP desde la caverna hacia el ducto.

En caso de alto nivel en el desgasificador (DG-501), el LSH-501 se dispara a 8556.6 mm, apagando las bombas de salmuera y de LPG, para evitar el desbordamiento durante el modo de recirculación y cerrando las VBE-500 y VBE-501 (ya que podría ser causada por una erupción).

En caso de un nivel elevado en el desgasificador (DG-502), el LSH-502 se dispara a 8556.6 mm, apagando las bombas de salmuera y de LPG, para evitar el desbordamiento durante el modo de recirculación y cerrando las VBE-500 y VBE-501 (ya que podría ser causada por una erupción).

4.2.1.5.1.6.3. Sistema de almacenamiento.

Durante el envío de Gas LP desde la caverna hacia el ducto, el Gas LP contenido en la caverna es empujado progresivamente y reemplazado por la salmuera inyectada.

Una diferencia de presión dentro de la caverna se deduce del nivel de llenado de la salmuera.

Recordatorio: El nivel de llenado no se mide en la caverna.

En caso de emergencia, la cabeza del pozo está protegida por las válvulas de emergencia.

En caso de alta presión en la entrada de salmuera de la cabeza del pozo (caso de ruptura de la línea de salmuera):

El PSHH-500C se dispara a 8.2 kg/cm^2 g, cerrando las válvulas de cierre de emergencia VBE-500, VBE-501, VBE-900 y apagando las bombas de salmuera.

El PSHH-500A se desactiva durante el envío de Gas LP desde la Caverna hacia el ducto y durante la operación de inyección de agua a alta presión (mantenimiento).

En caso de baja presión en la entrada de salmuera de la cabeza del pozo (caso de flujo de expedición de LPG demasiado grande comparado con el flujo de entrada de salmuera),

la PSLL-500 se dispara a 0.5 kg/cm^2 g, cerrando las válvulas de cierre de emergencia VBE- 501, VBE-203, VBE-204, VBE-500 y se desactiva cuando la MOV-700 está cerrada.

En caso de alta presión en la entrada de salmuera de la cabeza del pozo (caso de ruptura de la línea de salmuera), el PSHH-501C se dispara a 8.2 kg/cm^2 g, cerrando las válvulas de cierre de emergencia VBE-500, VBE-501 y VBE-900 y apagando las bombas de salmuera.

El PSHH-501A se desactiva durante el envío de Gas LP desde la caverna hacia el ducto y durante la operación de inyección de agua a alta presión (mantenimiento).

En caso de baja presión en la entrada de salmuera de la cabeza del pozo (caso de flujo de expedición de LPG demasiado grande comparado con el caudal de entrada de salmuera), la PSLL-501 se dispara a 0.5 kg / cm^2 g, cerrando las válvulas de cierre de emergencia VBE- 501, VBE-203, VBE-204, VBE-500 y se desactiva cuando la MOV-700 está cerrada.

El PSHH-507 se dispara a 8.2 kg/cm^2 g, para proteger la línea de HDPE en caso de alta presión (debido a la descompresión de la caverna de alta presión al estanque de salmuera o cristalización en el tubo del cabezal del pozo o falla del cabezal LPG o alta presión de agua del paquete de deshidratación), cerrando las válvulas de cierre de emergencia VBE-500, VBE-501, VBE-601, VBE-6073 y para la bomba de agua BA-900.

4.2.1.5.1.6.4. Sistema de deshidratación del Gas LP.

El LPG recuperado de la caverna es tratado a través de una unidad de coalescencia (TA-602) y un paquete de deshidratación (SG-601) para cumplir con las especificaciones PEMEX (contenido máximo de agua de 18 ppm).

El by-pass del paquete de deshidratación (16 "-LPG-035-ST-D01T1) debe permanecer cerrado por cierre de la válvula HV-702.

Durante el envió de gas LP (OP2), se debe utilizar una (1) torre hasta 400m3/h, encima de este valor se utilizará dos (2) torres.

4.2.1.5.1.6.4.1. Equipo de coalescencia TA-602.

El equipo de coalescencia TA-602 se instala aguas arriba del paquete de deshidratación para atrapar el agua libre contenida en el Gas LP a la salida de la caverna. El agua residual del equipo de coalescencia es devuelta a la caverna. Las características del equipo de coalescencia son las siguientes:

- Flujo de diseño: 830.6 m^3/h
- Presión de diseño: 100 kg/cm^2 g
- Temperatura de diseño: -42 / 65 ° C
- Eficiencia: menos de 10 ppmV de agua libre residual a la salida del equipo
- Caída de presión (limpia): 0.076 kg/cm^2

El DPAH-620 se dispara a 0.3 kg/cm^2

El DPAHH-620 se dispara a 0.5 kg/cm^2

En caso de alto nivel de interfaz en el equipo de coalescencia TA-602, el LAH-621 se dispara a 100 mm.

En caso de muy alto nivel de interfaz en el equipo de coalescencia TA-602, el LSHH-621 activa a 150 mm, cerrando la VBE-701 para evitar que el agua se traslade a la salida del coalescente.

En caso de muy bajo nivel de interfaz bajo en el equipo de coalescencia TA-602, el LSLL-621 se dispara a 25 mm, cerrando la VBE-601 para evitar la entrada de Gas LP en el circuito de eliminación de salmuera.

4.2.1.5.1.6.4.2. Paquete de deshidratación SG-601.

Este sistema esta descrito en la documentación del Proveedor IKL, entre otra el documento "FR48-003-D04-0067: IKL Dehydration-Process description".

El SIS del paquete de deshidratación acciona el XS-605 cerrando la VBE-701 para aislar la planta de deshidratación de los equipos aguas arriba en caso de problema interno.

4.2.1.5.1.6.5. Sistema de medición de Gas LP.

El LPG seco es inyectado al ducto después el sistema de medición bidireccional (MC-101/102/103) donde se mide el caudal total enviado.

Antes de ser enviado al sistema de medición, se miden y registran la humedad (contenido de agua) y la calidad del producto (relación de componentes de C1 a C6) a través del analizador de punto de rocío del agua y del cromatógrafo.

El FAH-101/102/103 se dispara en caso de caudal elevado medido por cada línea de medición de 420 m^3/h.

El FAL-100 se dispara en caso de caudal bajo medido por el paquete de medición de 170 m^3/h.

El YAH-100 se dispara en caso de alta humedad medida por el paquete de medición de 18ppm, y el Operador detiene el envío hacia el ducto.

4.2.1.5.1.6.6. Interconexión al ducto de PEMEX

El Gas LP es enviado hacia el ducto de PEMEX a través de una primera sección de 16 "seguida de una sección de 24" y pasando por el by-pass de la trampa de diablo. Las condiciones de salida del Gas LP en el empate con el ducto de PEMEX son las siguientes:

- Temperatura de funcionamiento normal / máx: 20/50 °C
- Presión Normal de funcionamiento mín / máx: 52/57 kg/cm^2 g
- Presión de servicio admisible mín / máx: 35/62 kg/cm^2 g

El PAL-010 se dispara en caso de baja presión de envío de 35 kg/cm^2 g.

Si la presión de envío sigue disminuyendo, el PSLL-135 se dispara a 30 kg/cm^2 g, apagando las bombas de inyección de salmuera y cerrando las válvulas VBE-135 y VBE-701.

En caso de alta presión de envío, el PSHH-135 se dispara (en OP2 únicamente) a 60 kg/cm^2 g, apagando las bombas de inyección de salmuera y cerrando las válvulas VBE-135 y VBE-701

4.2.1.5.1.6.7. Sistema de reducción de presión de Gas LP

Las bombas de inyección de salmuera están diseñadas para mantener la presión en la entrada de salmuera de la cabeza del pozo superior a 2 kg/cm^2 g.

La presión de inyección al punto de conexión al ducto de PEMEX puede variar de 35 kg/cm^2 g a 62 kg/cm^2 g.

La presión de operación del paquete de deshidratación varía de 52.6 kg/cm^2 g a 71.4 kg/cm^2 g.

Para cumplir con la presión de funcionamiento del paquete de deshidratación y con la presión requerida en el punto de empate con el ducto de PEMEX, se utilizan dos sistemas de válvulas de control en serie:

Las válvulas de control de presión PV-710/720 en aguas arriba del sistema de deshidratación

Las válvulas de control de flujo PV-215/225 en aguas abajo del sistema de deshidratación

4.2.1.5.1.6.7.1. Válvulas de control de presión PV-710/PV-720.

El Gas LP saliendo de la caverna después del bombeo de salmuera, tiene una presión estática que varía entre 101 y 115 kg/^{cm2} g. Este Gas es enviado a la PV-710/720 para ajustar su presión ántes de ser enviado al sistema de deshidratación.

La PV-710/720 también está diseñada para mantener la presión del sistema de deshidratación inferior a la presión máxima de funcionamiento.

La presión a la salida de la PV-710/720 toma en cuenta la presión del ducto y las eventuales caídas de presión entre el sistema de reducción de presión y el punto de empate con PEMEX.

Las características de la PV-710/720 (una en funcionamiento, una de repuesto) son las siguientes:

- Presión de diseño: 212 kg/cm^2 g
- Temperatura de diseño mín / máx: -42 / 65 ° C
- Caudal de diseño (min / máx.): 250 / 826.5 m^3/h @ 525 kg/m^3 de GLP
- Presión diferencial máx.: 55
- Punto de regulación de presión: entre 60 y 65 kg/cm^2 g

Con el fin de anticipar el aumento de la presión aguas abajo de la PV-710/720 cuando se detiene una bomba de salmuera (por mantenimiento/reparación, por ejemplo), el sistema de control de flujo enviará una orden de cierre de x% de la válvula de control PV710 / 720.

Tres (3) niveles de protección contra la sobrepresión se ajustan en la PV-710/720:

- Nivel 1: en caso de aumento de presión en el sistema, la PV-710/720 comenzará a regular y tentará de cerrarse para asegurar su presión aguas abajo a un valor admisible (consigna ajustable de 60 a 65 kg/cm^2 g).
- Nivel 2: Si la presión sigue subiendo en el sistema (si el PV-710/720 no se cierra suficientemente rápido, por ejemplo), el PSHH-702 / PSHH-703 se dispara a 73 kg/cm^{2}g y cierre VBE-701, VBE-203 y VBE-204 (el pozo) y apagando las bombas de LPG.
- Nivel 3: en el caso de que la presión siga subiendo, la máxima protección contra sobrepresión es la PSV-704/705 con presión de ajuste de 78.5 kg/cm^2 g.

El FSHH-202 se dispara a 900 m^3/h y cierra la VBE-701.

4.2.1.5.1.6.7.2. Válvulas combinadas de control de caudal y presión PV-215/PV-225.

La PV-215/225 es una válvula de control de flujo.

El punto de consigna del caudal proviene del punto de consigna de envío de Gas LP (por el Operador) del FIC-717 (caudal en la salida de deshidratación).

La PV-215/225 se convierte en una válvula de control de presión en el siguiente caso:

- En caso de que la baja presión en la línea de salmuera en la cabeza del pozo caiga por debajo de su punto de consigna (PC-506), el PIC-506 se conecta al FIC-717 y trata de cerrar la PV- 225 con el fin de reducir el envío de flujo de Gas LP. El punto de ajuste mínimo de PIC-506 es de 2 kg/cm^2 g.
- Obsérvese que cuando la presión en la línea de salmuera en la cabeza del pozo aumenta a 2.8 kg/cm^2 g, la PV-215/225 regresará al modo de control de flujo.

El PSHH-201 se dispara a 62 kg/cm^2 g, apagando las bombas de inyección de salmuera y cerrando las VBE-201 y VBE-701.

El PSLL-201 se dispara a 30 kg/cm^2 g, apagando las bombas de LPG, de salmuera y cerrando las VBE-203, VBE-204, VBE-500, VBE-501, VBE-701, VBE-201, VBE-134 y VBE-135

4.2.1.5.1.6.7.3. Resumen de los puntos de ajuste (consignas).

Tabla 13. Puntos de ajustes (consignas)

Sistema	Bucle/Lazo	Punto de ajuste	Tipo
Salmuera	LAH-510/512/520	8100 mm	Alarma
Salmuera	LAL-510/512/520	4600 mm	Alarma
Salmuera	LALL-510/512/520	1300 mm	Alarma
Salmuera	PAL-510/520/530	0 kg/cm^2 g	Alarma
Salmuera	PSLL-510/520/530	-0.6 kg/cm^2 g 30 segundos después el arranque de bomba	Acción
Salmuera	FAL-510/520/530	190 m^3/h	Alarma
Salmuera	FSLL-510/520/530	170 m^3/h	Acción

Sistema	Bucle/Lazo	Punto de ajuste	Tipo
Salmuera	FAH-510/520/530	440 m^3/h	Alarma
Salmuera	FSHH-510/520/530	600 m^3/h	Acción
Salmuera	YL-510		Deshabilitar
Salmuera	LSH-501/502	8556,6 mm	Acción
Almacenamiento	PSHH-500C	8.2 kg/cm^2 g	Acción
Almacenamiento	PSLL-500	0.5 kg/cm^2 g	Acción
Almacenamiento	PSHH-500A		Disable
Almacenamiento	PSHH-501C	8.2 kg/cm^2 g	Acción
Almacenamiento	PSLL-501	0.5 kg/cm^2 g	Acción
Almacenamiento	PSHH-501A		Deshabilitar
Almacenamiento	PSHH-507	8.2 kg/cm^2 g	Acción
Reducción de presión_PV-710/720	PAL-710/720	35 kg/cm^2 g	Alarma
Reducción de presión_PV-710/720	PAH-710/720	72 kg/cm^2 g	Alarma
Reducción de presión_PV-710/720	PSHH-702/703	73 kg/cm^2 g	Acción
Reducción de presión_PV-710/720	FSHH-202	900 m^3/h	Acción
Reducción de presión_PV-215/225	PSHH-201	62 kg/cm^2 g	Acción
Reducción de presión_PV-215/225	PSLL-201	30 kg/cm^2 g	Acción
Deshidratación de Gas LP	DPAH-620	0.3 kg/cm^2	Alarma
Deshidratación de Gas LP	DPAHH-620	0.5 kg/cm^2	Alarma
Deshidratación de Gas LP	LAH-621	100 mm	Alarma
Deshidratación de Gas LP	LSHH-621	150 mm	Acción
Deshidratación de Gas LP	LSLL-621	25 mm	Acción
Medición	PDAH-111/121/131	0.5 kg/cm^2	Alarma
Medición	FAH-101/102/103	420 m^3/h	Alarma
Medición	FAL-100	170 m^3/h	Alarma

Sistema	Bucle/Lazo	Punto de ajuste	Tipo
Medición	YAL-100	18 ppm	Alarma
Envío de Gas LP	PAL-010	35 kg/cm² g	Alarma
Envío de Gas LP	PSLL-135	30 kg/cm² g	Acción
Envío de Gas LP	PSHH-135	60 kg/cm² g	Acción

4.2.1.5.1.7. Gas combustible.

4.2.1.5.1.7.1. Descripción.

El sistema de gas combustible comprende:

- Un tanque de almacenamiento de gas combustible (SC-751) para proporcionar el caudal requerido al consumidor de gas combustible.
- Una bomba de gas combustible BR-751 para suministrar el combustible al paquete de acondicionamiento de gas combustible
- Un paquete de acondicionamiento de gas combustible PC-751 para vaporizar y calentar el combustible a las condiciones requeridas para el calentador CF-601.

4.2.1.5.1.7.2. Tanque de almacenamiento de gas combustible (SC-751) y bomba de gas combustible (BR-751)

Refiérase al PID n °. FR48-GM-GEN-PR-PID-11032.

El tanque de almacenamiento de gas combustible (SC-751) está instalado para proporcionar el caudal requerido para los siguientes consumidores:

- El barrido de los cabezales de quemadores
- Los pilotos del quemador QG-401 y el quemador horizontal QG-002
- Los pilotos de los desgasificadores DG-501 y DG-502
- Como respaldo al sistema de acondicionamiento de gas combustible (para suministrar el calentador de incendios del paquete de deshidratación, (CF-601) en caso de problema de la PCV-757 o para la puesta en marcha).

El barrido y alimentación de los pilotos del quemador horizontal QG-002 está garantizado desde su HEI. El quemador de pozo horizontal QG-002 es detallado por el proveedor del paquete de quemador-Zeeco Therme.

Las características del tanque de almacenamiento de gas combustible (SC-751) son las siguientes:

- Diámetro / Longitud: 2.45 / 18.21 (m/m)
- Tipo: Cilindro horizontal con fondos semi-elípticos
- Capacidad nominal: 82 m3
- Presión de diseño: 17.58 kg/cm2 g
- Temperatura de diseño: -15 / + 45 ° C

El tanque de almacenamiento de gas combustible se llenará gracias a un camión cisterna. Una alarma visual para el alto nivel de combustible líquido en el tanque SC-751 es instalada cerca de la descarga del camión cisterna.

El LSH-751 se dispara a 1915 mm y cierra la válvula XV-757 y detiene la operación de llenado del depósito de gas combustible SC-751.

El LAH-751 se dispara a 1915 mm.

El LAHH-751 se dispara a 2040 mm.

El LAL-751 se dispara a 600 mm.

La presión del gas combustible se reduce mediante las válvulas autorreguladoras antes de enviarlo a los consumidores tales como: pilotos, sistemas de encendido y barrido.

El FAL-750 se dispara a 3 m^3/h

El LAL-750 se dispara a 600 mm

El LSLL-750 se dispara a 500 mm, cerrando la VBE-751 y apagando la bomba BR-751.

El LAHH-750 se dispara a 2060 mm.

El PAH-750 se dispara a 15.8 kg/cm^2 g.

El PAL-750 se dispara a 1.8 kg/cm^2 g y se desactivará cuando la bomba de gas combustible BR-751 sea APAGADA.

El combustible líquido es enviado al paquete de acondicionamiento de gas combustible por la bomba centrífuga BR-751 desde el tanque de almacenamiento de gas combustible para completar el proceso de regeneración de la torre en caso de problema de la PCV-757 o para la puesta en marcha.

Las características de la bomba BR-751 son las siguientes:

- Caudal de diseño: 1.8 m^3/h
- Presión diferencial: 13.4 m
- Temperatura de bombeo mín / máx: -8 / 30 ° C
- Motor: motor eléctrico de velocidad constante

El PSLL-766 se dispara a 4 kg/cm^2 g, cerrando la VBE-751 y apagando la bomba BR-751.

El PAH-766 se dispara a 13.5 kg/cm^2 g.

El PSHH-766 se activa a 16 kg/cm2 g apagando la bomba BR-751.

La PV-753 se abrirá a 100% en manual cuando la bomba BR-751 arranque luego pasa en automático y reguladora con la presión medida por PIT-753 sea igual a 11 kg/cm^2 g.

Si la válvula XV-787 está abierta, se puede arrancar la bomba BR-751.

Si la bomba BR-751 está apagada, se cierra la válvula XV-787.

4.2.1.5.1.7.3. Paquete de acondicionamiento de gas combustible (PC-751).

Refiérase al PID n °. FR48-GM-GEN-PR-PID-11033 y FR48-049-D04-0011.

El paquete de acondicionamiento de gas combustible (PC-751) se instala para proporcionar el caudal requerido para los siguientes equipos consumidores:

- El barrido de los desgasificadores de salmuera (DG-501 / DG-502)
- Los pilotos de los desgasificadores de salmuera (DG-501 / DG-502)
- Los pilotos y gas combustible del calentador del paquete de deshidratación, CF-601

Este sistema es detallado en la documentación del Proveedor del paquete de acondicionamiento de gas combustible _ Seletech.

Durante el funcionamiento normal de envío de Gas LP al ducto desde la Caverna, donde se debe operar el paquete de deshidratación (SG-601), una parte de la corriente principal de Gas LP tomada aguas arriba del PV-215/225 se dirige al paquete de acondicionamiento de gas combustible PC-751).

La presión de este Gas LP es reducida a una presión inferior a 15 kg/cm2 g a través de la válvula de presión auto reguladora PCV-757.

El gas LP, utilizado como gas combustible para el calentador del paquete de deshidratación, CF-601 o para el barrido de los desgasificadores de salmuera (DG-501 / DG-502), se toma prioritariamente de la red de Gas Combustible (aguas arriba del PCV-215 / 225).

El suministro de gas combustible debe seguir los siguientes pasos:

- Paso 1. Iniciar el paquete de gas combustible
- Paso 2. Si el PIT-756 >13kg/cm² g, cierra la XV-608. Si el PIT-756 ≤12 kg/cm² g y el PIT-201 >25 kg/cm² g, el patín de fuel gas está en funcionamiento y la VBE-752 es abierta, la XV-608 se abre.
- Paso 3. Si el XV-608 no está abierto, entonces abrir el XV-787 y:

Si la válvula XV-787 está abierta, se puede arrancar la bomba BR-751.

Si la bomba BR-751 está apagada, se cierra la válvula XV-787.

De conformidad con la documentación del proveedor del paquete de gas combustible (Seletech), no hay ningún problema si se deja el paquete de acondicionamiento de gas combustible en funcionamiento sin que pase ningún flujo de gas (ningún consumidor de gas combustible, de lo contrario, viaje a baja presión).

El Gas LP fluye hacia el vaporizador de gas combustible eléctrico y el sobrecalentador (CE-751, CE-752), donde se vaporiza y se calienta a 55 ° C para evitar cualquier licuefacción hasta que llegue al calentador del paquete de deshidratación.

Este Gas LP calentado pasa entonces a través del filtro de gas combustible (FL-751) con el fin de eliminar la más mínima gota de líquido y se dirige al calentador del paquete de deshidratación (CF-601) donde se utilizará un gas combustible.

Las características del vaporizador de gas combustible eléctrico (CE-751) son las siguientes:

- Diseño de caudal de LPG: 877 kg/h
- Temperatura de funcionamiento (entrada / salida): -7 ° C / 55 ° C
- Presión de diseño: 12.2 kg/cm^2 g
- Temperatura de diseño: 80 ° C

- Cambio de calor: 130 kW

Las características del sobrecalentador de gas combustible eléctrico (CE-752) son las siguientes:

- Diseño de caudal de LPG: 877 kg/h
- Temperatura de funcionamiento (entrada / salida): 36 ° C / 55 ° C
- Presión de diseño: 12.2 kg/cm^2 g
- Temperatura de diseño: -45 / 80 ° C
- Calor intercambiado: 12 kW

Las características del filtro de gas combustible son las siguientes:

- Caudal de diseño: 735.12 kg/h
- Presión de diseño: 12.2 kg/cm^2 g
- Temperatura de diseño: 80 ° C
- Eficiencia: 99% de tamaño de partícula de 5 micrones
- Caída de presión (limpia): 0.05 kg/cm^2

En caso de fuego y gas, el XS-760 aísla el paquete de acondicionamiento de gas combustible.

El SIS del paquete de acondicionamiento de gas combustible acciona XS-761 cerrando las VBE-751, VBE-752 y apagando la bomba de gas combustible BR-751.

El PAH-756 se dispara a 13.5 kg/cm^2 g.

El FAL-752 se dispara a 0.0 m^3/h.

En caso de muy alta presión de Gas LP después de la reducción de la presión por la válvula de auto-regulación PCV-757, el PSHH-756 se dispara a 16 kg/cm^2 g cerrando la VBE-752.

En caso de muy baja presión, el PSLL-757 se dispara a 5.5 kg/cm^2 g cerrando las VBE-751 y VBE-752, y apagando la bomba BR-751.

4.2.1.5.1.7.4. Resumen de los puntos de ajuste (consignas).

Tabla 14. Resumen de los puntos de ajuste (consignas)

Sistema	Bucle/Lazo	Punto de ajuste	Tipo
Gas Combustible	FAL-750	3 m^3/h	Alarma
Gas Combustible	LAL-750	600 mm	Alarma
Gas Combustible	LSLL-750	500 mm	Acción
Gas Combustible	LAHH-750	2060 mm	Alarma
Gas Combustible	LAH-751	1915 mm	Alarma
Gas Combustible	LAL-751	600 mm	Alarma
Gas Combustible	LAHH-751	2040 mm	Alarma
Gas Combustible	PAH-750	15.8 kg/cm^2 g	Alarma
Gas Combustible	PAL-750	1.8 kg/cm^2 g (desactivado cuando la bomba BR-751 está APAGADA)	Alarma
Gas Combustible	PSLL-766	4 kg/cm^2 g	Acción
Gas Combustible	PAH-766	13.5 kg/cm^2 g	Alarma
Gas Combustible	PSHH-766	16 kg/cm^2 g	Acción
Gas Combustible	PAH-756	13.5 kg/cm^2 g	Alarma
Gas Combustible	PSHH-756	16 kg/cm^2 g	Acción
Gas Combustible	PSLL-757	5.5 kg/cm^2 g	Acción
Gas Combustible	FAL-752	0.0 m^3/h	Alarma
Fuego & Gas	XS-760	-	Acción
Acción del SIS del Paquete de Condicionamiento de Gas Combustible	XS-761	-	Acción

4.2.1.5.1.8. Sistema de desfogue.

4.2.1.5.1.8.1. Descripción.

Ante todo, cabe señalar que los PSV situados en el área de interconexión (véase el PID nº FR48-GM-GEN-PR-PID-11021) no están conectados al sistema de desfogue descrito en este documento.

El sistema de desfogue recupera los fluidos de las PSVs, de las líneas de purga y de las líneas de despresurización. El fluido pasa primero a través del tanque de desfogue SP-401 donde se separa y recoge el líquido condensado. Luego, la fase gaseosa evaporada se envía hacia el quemador QG-401.

El cabezal de desfogue es barrido por gas combustible, se prevé una conexión de nitrógeno para los requisitos de arranque y puesta en servicio de la estación.

Las características del tanque de desfogue son las siguientes:

- Tipo: Tanque horizontal
- Longitud (TL-TL) / Diámetro: 8000 mm / 3200 mm
- Presión de diseño: 3.57 kg/cm^2 g
- Temperatura de diseño: -42 / 65 ° C

En caso de alto nivel en el tanque de desfogue SP-401, el LAH-401 se dispara a 1275 mm.

En caso de muy alto nivel en el tanque de desfogue SP-401, el LAH-400 se dispara a 1950 mm.

En caso de muy alto nivel en el tanque de desfogue SP-401, el LSHH-400 es activado a 2400 mm, apagando todas las bombas en funcionamiento (bombas de Gas LP en caso de recepción de Gas LP desde el ducto, bomba de agua de servicio BA-900 en caso de Descristalización), la bomba de gas combustible BR-751 cerrando todas las válvulas de emergencia VBE-134, 135, 201, 203, 204, 500, 501, 601, 605, 701, 751 752, para el patín de fuel gas XS-760 y cerrando la válvula XV-590 (vía DCS).

Las características del quemador son las siguientes:

- Caudal de diseño: 163 931 kg/h
- Presión de diseño: 3.57 kg/cm^2 g
- Temperatura de diseño: -42 / 93 ° C
- Altura: 19 m
- Diámetro Cima/Medio/Base: 18" / 24" / 30"
- Numero de pilotos: 2

El quemador QG-401 es detallado en la documentación técnica el proveedor del quemador-Zeeco Therme.

El tanque de gas combustible SC-751 proporciona el gas combustible para el barrido del cabezal de desfogue y el suministro de los pilotos del quemador. Por lo tanto, si no hay más gas para los pilotos, no habrá gas de barrido.

Cabe recalcar que primero se debe barrer el colector de desfogue, el tanque de desfogue y la boquilla antes de encender los pilotos.

El caudal de gas de barrido se puede ajustar mediante el rotámetro FI-750 (6.4 Nm3 / h). El operador debe verificar el nivel en el tanque de almacenamiento de gas combustible SC-751.

Para la puesta en marcha inicial de los pilotos del quemador, se recomienda encender el sistema HEI en modo Manual. Y después de que todos los pilotos estén encendidos, el operador girará el selector HEI MAN / OFF / AUTO para el piloto a la posición AUTO.

Si el quemador está apagado y los pilotos están en modo "DEFECTO", las dos operaciones de envío y recepción de Gas LP deben ser detenidas. Para asegurar el sistema de desfogue, y en caso de que el problema se prolongue, el operador administrador del sitio puede ordenar el barrido con nitrógeno de las botellas de nitrógeno.

4.2.1.5.1.8.2. Resumen de los puntos de ajuste (consignas).

Tabla 15. Puntos de ajuste (consignas).

Sistema	Bucle/Lazo	Punto de ajuste	Tipo
Desfogue	LAH-401	1275 mm	Alarma
Desfogue	LAHH-400	1950 mm	Alarma
Desfogue	LSHH-400	2400 mm	Acción

4.2.1.5.1.9. Sistema de agua de servicio.

4.2.1.5.1.9.1. Descripción.

Refiérase al PID n °. FR48-GM-GEN-PR-PID-11036.

El sistema de servicio de agua es alimentado directamente por una nueva tubería de 10" del CLIENTE (presión de red de 6 kg/cm2 g).

Se instala una bomba para los requisitos de des-cristalización de la cabeza de pozo con el fin de aumentar la presión del agua hasta la presión requerida para inyectar el agua en la caverna en todos los casos de operación.

Los equipos consumidores de agua de servicio son los siguientes:

- Des-cristalización de la cabeza del pozo (alta presión)
- Des-cristalización de salmuera (baja presión)
- Limpieza (baja presión)
- Llenado de los tanques de agua contra incendios (Baja presión)

Bajo condiciones normales de funcionamiento, el agua de servicio utilizada para descristalizar las áreas de salmuera, limpiar y llenar los depósitos de agua contra incendios es accesible simplemente abriendo las válvulas manuales de la línea del consumidor seleccionado.

El agua de servicio será inyectada en la caverna 206 por la bomba de agua de servicio BA-900 en caso de cristalización de la línea de salmuera.

Las características de la bomba de agua de servicio son las siguientes:

- Tipo: Centrífuga Horizontal
- Flujo de diseño: 43 m^3/h
- Presión diferencial: 376.2 m
- Temperatura de bombeo mín / máx: 20/25 °C
- Motor: motor eléctrico de velocidad constante

Se prevé automáticamente, un arranque de 30 minutos y luego un paro de 30 minutos (controlados desde el DCS en la sala de control) de esta bomba.

Si las válvulas HV-502, XV-907 y MOV-504 están abiertas, se puede arrancar la bomba BA-900.

Para esta bomba se suministra un interruptor manual de paro de emergencia local.

En caso de baja presión en la succión de la bomba BA-900, el PAL-900 se dispara a 0.5 kg/cm^2 g.

En caso de muy baja presión en la aspiración de la bomba BA-900, la PSLL-900 se activará a 0.1 kg/cm^2 g apagando esta bomba.

Afuera del OP1 y en caso de que el caudal de agua de servicio sea bajo, el FSL-900 se dispara a 12 m3/h (caudal mínimo de la bomba BA-900) abriendo la XV-900 y cerrando por ende la XV-900 cuando el caudal medido por FIT-900 sea de 14 m3/h.

En OP1 el FSL-900 parara la bomba.

En caso de alta presión en la cabeza del pozo del lado de la salmuera, el PSHH-500B se dispara a 45 kg/cm^2 g, cerrando las VBE-500, VBE-501, VBE-900 y apagando la bomba BA-900.

En caso de alta presión en la cabeza del pozo del lado de la salmuera, el PSHH-501B se dispara a 45 kg/cm^2 g, cerrando las VBE-500, VBE-501, VBE-900 y apagando la bomba BA-900.

4.2.1.5.1.9.2. Resumen de los puntos de ajuste (consignas).

Tabla 16. Puntos de ajuste (consignas)

Sistema	Bucle/Lazo	Punto de ajuste	Tipo
Agua de servicio	PAL-900	0.5 kg/cm^2 g	Alarma
Agua de servicio	PSLL-900	0.1 kg/cm^2 g	Acción
Agua de servicio	PSHH-500B	45 kg/cm^2 g	Acción
Agua de servicio	PSHH-501B	45 kg/cm^2 g	Acción
Agua de servicio	FAL-900	12 m^3/h	Alarma

4.2.1.5.1.10. Sistema de aire.

Refiérase al PID n °. FR48-GM-GEN-PR-PID-11037.

El sistema de aire comprende:

- Un paquete compresor PA-300
- Un Acumulador de Aire de ServicioTA-301
- Dos Acumuladores de Aire para Instrumentos TA-302 y TA-500

El PAL-320 se dispara a 5.5 kg/cm^2 g.

El PAH-320 se dispara a 9.2 kg/cm^2 g.

El PAL-301 se dispara a 5.5 kg/cm^2 g.

La PSLL-301 se dispara a 4.5 kg/cm^2 g, ocasionando el paro general de la PLANT, todas las válvulas de control y válvulas VBE se mueven a su "posición de seguridad" totalmente abierta o cerrada, dependiendo del servicio (ver PIDs) y apagan todas las bombas.

El PAL-310 se dispara a 5.5 kg/cm^2 g.

El PAH-310 se dispara a 9.2 kg/cm^2 g.

El PAL-330 se dispara a 5.5 kg/cm^2 g.

El PAH-330 se dispara a 9.2 kg/cm^2 g.

El PAL-302 se dispara a 5.5 kg/cm^2 g.

La PSLL-302 se dispara a 4.5 kg/cm^2 g ocasionando el paro general de la planta, todas las válvulas de control y válvulas VBE se mueven a su "posición de seguridad" totalmente abierta o cerrada, dependiendo del servicio (ver PIDs) y apagan todas las bombas.

4.2.1.5.1.11. Otras operaciones.

4.2.1.5.1.11.1. Transferencia de la salmuera de Estanque a Estanque (OP3).

La transferencia entre estanques se realiza mediante bombas de transferencia de salmuera y la línea de recirculación de flujo mínimo que conecta las bombas de salmuera a la línea de llegada del estanque seleccionado y las válvulas alineadas anteriormente por los operadores.

El caudal máximo de transferencia de estanque a estanque es de 396 m^3/h utilizando la línea de recirculación de flujo mínimo por el FV-540 (se pueden usar 1 o 2 bombas).

La operación de transferencia de estanque a estanque puede hacerse en simultáneo con la operación de envío de Gas LP a condición de que el caudal de envío sea reducido.

Durante la operación de envío de Gas LP, el caudal de transferencia de estanque a estanque es igual a: [800 (m3/h) - A (m^3/h), A siendo el caudal medido por FI-500 con dos bombas de salmuera en funcionamiento. Cuando la operación de envío de Gas LP se detiene, con dos bombas de salmuera en funcionamiento, el caudal máximo de salmuera para transferencia de estanque a estanque es de 460 m^3/h (caudal mínimo de dos bombas de salmuera). No hay razón para hacer funcionar las dos bombas de salmuera a su caudal mínimo para la transferencia de estanque a estanque, por lo que una bomba de salmuera debe ser parada y luego se efectuara la transferencia de estanque a estanque con una bomba de salmuera con su caudal nominal de 396 m^3/h.

El caudal máximo de la línea de salmuera al desgasificador es de 800 m^3/h.

Durante la operación de transferencia de estanque a estanque y en caso de alto nivel en el desgasificador (DG-501) el LSH-501 se dispara a 8556.6 mm, apagando las bombas de salmuera y LPG, y cerrando las VBE-500 y VBE-501 (porque podría ser causado por una erupción).

Durante la operación de transferencia de estanque a estanque y en caso de alto nivel en el desgasificador (DG-502), el LSH-502 se dispara a 8556.6 mm, apagando las bombas de salmuera y LPG, y cerrando las VBE-500 y VBE-501 (porque podría ser causada por una erupción).

Consulte el capítulo 6.2 para conocer los otros parámetros referentes a la bomba de salmuera, así como a la documentación técnica proporcionada por los proveedores.

4.2.1.5.1.11.2. Reciclaje hacia estanque desde sumidero ESA-510.

El agua utilizada para el enfriamiento del sello mecánico de las bombas de salmuera se recupera en la fosa ESA-510 y se envía de nuevo al estanque por la bomba de sumidero BA-510.

La bomba de sumidero BA-510 se encenderá con un nivel alto de LSH-525 a 900 mm y se detendrá con una detección de nivel bajo LSL-525 y 100 mm en ESA-510.

En caso de que la BA-510 no se inicie a nivel alto LSH-525, el LAHH-525 se dispara a 1100 mm.

En caso de muy alto nivel en el pozo ESA-510, el LSHH-590 se dispara a 1200 mm, apagando las bombas de salmuera (vía SIS) y cerrando la válvula XV-590 (vía DCS).

4.2.1.5.1.12. Operación de puesta en marcha

La descripción de las operaciones de puesta en marcha es breve, estas operaciones serán detalladas, especialmente por los sistemas de corte, para las operaciones de pre-commissioning y commissioning encabezadas por el responsable de la puesta en marcha de la Planta.

4.2.1.5.1.12.1. Operación preliminares.

Estas operaciones comprenden:

- Lavado de circuitos
- Secado de circuitos
- Pruebas de hermeticidad
- Instalación de los lubricantes
- Configuración de los consumibles
- Ajuste final de la instrumentación
- Ventilación de las instalaciones (inertización de nitrógeno)
- Puesta en marcha del sistema de abastecimiento de agua, servicios públicos, protección contra incendios.

4.2.1.5.1.12.2. Puesta en marcha.

A continuación, se presenta un resumen de la primera puesta en marcha de las instalaciones de la Planta.

Antes de la puesta en marcha, debe asegurarse que las operaciones preliminares se han llevado a cabo y que:

Las utilidades, el sistema de protección contra incendios y la carga están disponibles;

Los respiraderos y drenajes están cerrados y también los agujeros del hombre;

La detección de incendios y gases está en funcionamiento;

Todas las válvulas de seguridad están disponibles (con las válvulas de admisión y de escape bloqueadas).

Estos procedimientos están ampliamente detallados en los documentos siguientes:

- FR48-EP-GEN-CS-PRO-00811 - Instrument Air System Start-up Procedure
- FR48-EP-GEN-CS-PRO-00812 - Flare System (to QG-002) Start-up Procedure
- FR48-EP-GEN-CS-PRO-00813 - Fuel Gas Start-up Procedure
- FR48-EP-GEN-CS-PRO-00814 - Fire Water Utility Start-up Procedure
- FR48-EP-GEN-CS-PRO-00815 - Electrical Feed Switching Start-up Procedure
- FR48-EP-GEN-CS-PRO-00816 - Brine System Start-up Procedure
- FR48-EP-GEN-CS-PRO-00817 - LPG Metering System Start-up Procedure
- FR48-EP-GEN-CS-PRO-00818 - Dehydration Unit Start-up Procedure
- FR48-003-E03-0162 - Pre-Com & Com Procedure
- FR48-EP-GEN-CS-PRO-00819 - Puesta en marcha de alimentación de la planta de almacenamiento de GAS LP (salida de nitrógeno – entrada de gas) - procedimiento
- FR48-EP-GEN-CS-PRO-00820 - Recepción de GLP (a la cavidad) – Recepción de gas de empaque y pruebas – procedimiento
- FR48-EP-GEN-CS-PRO-00821 - Puesta en marcha de la expedición de GLP (desde la cavidad) - procedimiento
- FR48-EP-GEN-CS-PRO-00822 - Performance Test Procedures

4.2.1.5.1.13. Operación de cierre o paro general.

4.2.1.5.1.13.1. Paro general normal.

Al final de la recepción de Gas LP desde el ducto, el operador detiene las bombas de Gas LP. consulte el capítulo 5.4.2 para el apagado normal de la bomba de Gas LP.

Al final del envío de Gas LP al ducto desde la caverna, el operador reduce lentamente el flujo de exportación utilizando PV-215/225, luego cierra las MOV de exportación de Gas LP y detiene la bomba de salmuera (consulte el capítulo 6.2.2 para el paro/apagado normal de las bombas de salmuera).

En cuanto al cierre normal del paquete de deshidratación, se invita a consultar la documentación técnica del proveedor IKL :

FR48-003-E04-0163_7D_C3 Operation Procedure

4.2.1.5.1.13.2. Paro de emergencia.

Los cierres/paros de emergencia de la planta se desencadenan por los motivos siguientes:

- Por la detección de fuego y gas,
- Por una muy baja presión del aire para instrumentos,
- Por el alto nivel de líquido en tanque de desfogue
- Por el Operador en caso de emergencia desde el pulsador de paro de emergencia situado en la sala de control y en el sitio.

El detalle de las condiciones y acciones de cierre/paro de emergencia se presenta en la tabla de causa y efecto. Estas tablas están ampliamente detalladas en los documentos siguientes:

- FR48-EP-GEN-PR-CFD-01091 - Cause & Effect Chart
- FR48-003-D04-0073_9D Cause & Effect Diagram
- FR48-EP-GEN-SE-CFD-07901 - Cause and Effect Diagram - Fire and Gas System

4.2.1.5.1.14. Operación de reinicio.

4.2.1.5.1.14.1. Reiniciar después de un paro normal.

Refiérase a las secciones 5 (OP1) o 6 (OP2) para el reinicio después de la parada normal.

Para detalles sobre las secuencias de control de la planta, se invita a consultar el siguiente documento: FR48-EP-GEN-IC-SPE-07001 - Specification - DCS Functional Analysis

4.2.1.5.1.14.2. Reiniciar después de un paro de emergencia.

El Operador debe analizar la causa del cierre/paro de emergencia, revisar la tabla de causa y efecto y abrir las VBEs cerradas por el paro de emergencia. Recién luego se puede reiniciar la planta.

4.2.1.5.1.15. Paro por mantenimiento.

4.2.1.5.1.15.1. Paro por mantenimiento de una bomba.

Una bomba de repuesto es instalada en cada servicio (bomba de Gas LP y bomba de salmuera), por lo cual el paro para el mantenimiento de una bomba no perturba el funcionamiento de la Planta.

Después de detener la bomba y desenchufar el panel eléctrico, el operador cierra la línea de succión/aspiración y descarga. Luego, el operador abre el drenaje de líquido de la bomba.

Consulte los documentos del proveedor SPX para obtener más detalles sobre el mantenimiento de la bomba.

4.2.1.5.1.15.2. Paro por mantenimiento del paquete de deshidratación.

Favor de consultar la documentación técnica del Proveedor IKL para obtener más detalles sobre el mantenimiento del paquete de deshidratación:

- FR48-003-E06-0165_4D_C3 Maintenance Procedure

4.2.1.5.1.16. Sistema de detección/recolección de fugas de piletas

En referencia al PID "Depósitos de salmuera bombas -FR43-GM-GEN-PR-PID-11025". Cada estanque de salmuera (ESA-501 A / B / C) está compuesto con una geomembrana de HDPE de 1.5 mm como revestimiento primario y secundario.

En el medio, una geonet de 5 mm actúa como un medio libre que puede recoger cualquier fuga en un sistema de detección / recolección de fugas. El sistema de fugas consiste en un medio libre entre las 2 capas de geomembrana, una tubería de 4 " (HDPE) desde cada estanque hasta un sumidero (ESA-510) en la casa de las bombas de salmuera.

Su función es de tener un flujo de líquido en el sistema de fuga lo más pequeño posible para que si hay una acumulación de presión por el nivel hidrostática en el fondo de la geomembrana, este se quedaría muy pequeña.

Se debe de dejar siempre el sistema de fugas a la atmósfera (válvula abierta) para minimizar la presión en el sistema y el riesgo de liberar salmuera a través de posibles defectos de la geomembrana del fondo.

Una bomba (BA-510, 11 m3/h) está transfiriendo el líquido del sumidero al estanque de salmuera cuando se ha alcanzado un cierto nivel.

Cada válvula (V518B, V528B, V538B) de la línea de detección / recogida de fugas se cerrará solo en situaciones excepcionales cuando el flujo de fuga del estanque correspondiente no sea manejable por la bomba (BA-510) para evitar la inundación de la casa de las bombas de salmuera.

La consecuencia de cerrar una válvula es la acumulación de líquido en el sistema de detección/recolección de fugas, se requiere rápidamente después del cierre de abrir la válvula parcialmente para obtener un flujo que puede ser manejable y luego una reducción parcial de la presión.

Si ocurre tal situación que no se identifica como un cierre accidental / inapropiado (potencial alto flujo temporal debido a la acumulación de fugas), el nivel de salmuera del estanque de salmuera correspondiente debe reducirse y vaciarse para proceder a una investigación de fugas.

Si hay un flujo excepcional por un cierre accidental / inapropiado, la válvula se abrirá gradualmente para obtener un flujo que pueda manejarse hasta la condición de un flujo de fuga normal.

4.3.- Descripción del entorno.

4.3.1.- Ubicación de la instalación.

El proyecto se encuentra en un predio llamado Shalapa, en el Municipio de Ixhuatlán del Sureste, en el Estado de Veracruz, en una superficie total de 225.37 hectáreas, ubicado sobre la carretera de acceso a la ciudad de Nanchital, cercano a la autopista Minatitlán – Villahermosa.

Ilustración 13. Ubicación de las instalaciones

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

Tabla 17. Coordenadas UTM Z15 WGS84 del polígono de la instalación

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

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

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

4.3.2.- Zonas vulnerables dentro de un radio de 500 metros a partir del límite de baterías de la instalación.

A continuación se muestra las zonas vulnerables y su proximidad a la Instalación (casas, hospitales, escuelas, centros de población, Instalaciones aledañas, centros comerciales, cuerpos y corrientes de agua, flora, fauna, carreteras, áreas naturales protegidas regiones hidrológicas prioritarias, regiones marinas prioritarias, regiones terrestres prioritarias, áreas de conservación de aves, sitios Ramsar, entre otros) dentro de un radio de 500 metros a partir de la ubicación del Proyecto y/o Instalación.

Ilustración 14. Áreas vulnerables en un radio de 500 metros de los límites del predio del proyecto

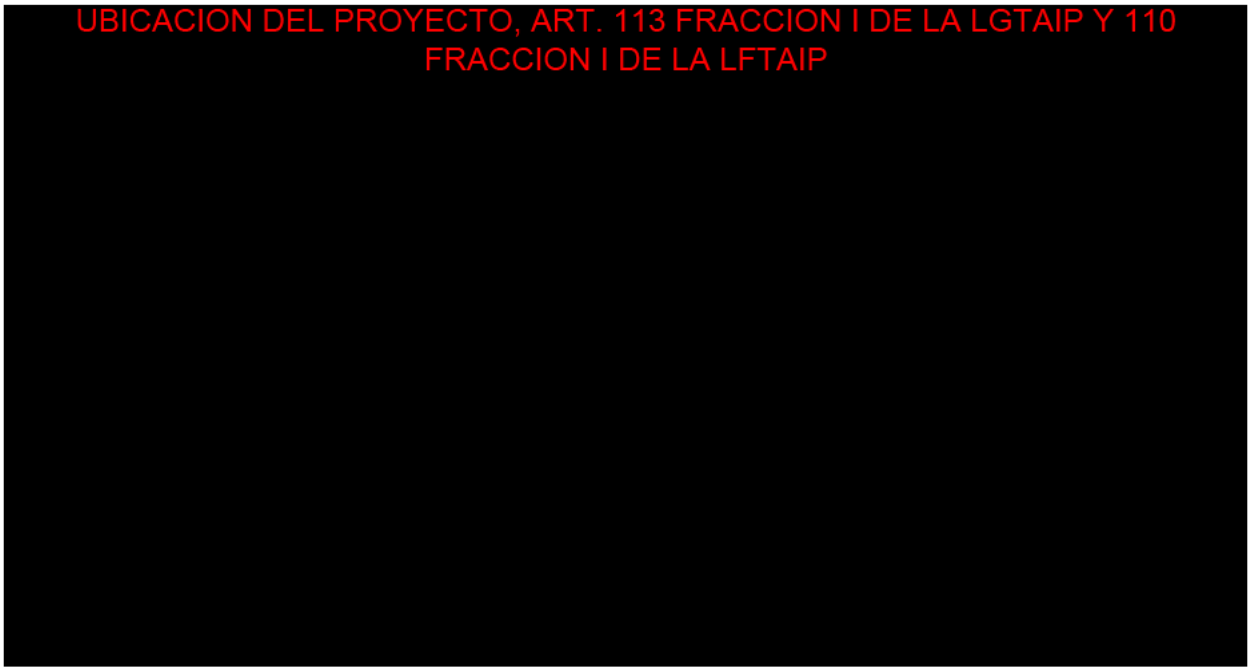


Tabla 18. Principales zonas colindante del proyecto a partir del límite de baterías del polígono

Nombre de la instalación	Zona de interés	UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP	Descricpción
Subestación de CFE Santa María del Carmen	Subestación eléctrica		En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica de 440 Kv	LT 440 Kv		LT de 440 Kv que cruzan dentro del polígono del proyecto que llegan a la Subestación de CFE Santa María del Carmen.
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos		En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos		En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos		En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos		En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos		En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del	Asentamiento		En la parte sur del polígono de la instalación

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

Nombre de la instalación	Zona de interés	Descripción
Sureste	humanos	perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	En la parte sur del polígono de la instalación perteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del	Asentamiento	En la parte sur del polígono de la instalación

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

Nombre de la instalación	Zona de interés	Descripción
Sureste	humanos	erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste

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

Nombre de la instalación	Zona de interés	Descripción
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste

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

Nombre de la instalación	Zona de interés	Descripción
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Poblado de Ixhuatlán del Sureste	Asentamiento humanos	n la parte sur del polígono de la instalación erteneciente al municipio de Ixhuatlán del Sureste
Población de casas habitación	Asentamientos humanos	n la parte oeste del polígono de la instalación erteneciente al municipio Nanchital

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

Nombre de la instalación	Zona de interés	Descripción
Unidad Habitacional de trabajadores petroleros	Asentamientos humanos	la parte oeste del polígono de la instalación rteneciente al municipio Nanchital
Unidad Habitacional de trabajadores petroleros	Asentamientos humanos	la parte oeste del polígono de la instalación rteneciente al municipio Nanchital
Unidad Habitacional de trabajadores petroleros	Asentamientos humanos	la parte oeste del polígono de la instalación rteneciente al municipio Nanchital
Unidad Habitacional de trabajadores petroleros	Asentamientos humanos	la parte oeste del polígono de la instalación rteneciente al municipio Nanchital
Unidad Habitacional de trabajadores petroleros	Asentamientos humanos	la parte oeste del polígono de la instalación rteneciente al municipio Nanchital
Unidad Habitacional de trabajadores petroleros	Asentamientos humanos	la parte oeste del polígono de la instalación rteneciente al municipio Nanchital
Unidad Habitacional de trabajadores petroleros	Asentamientos humanos	la parte oeste del polígono de la instalación rteneciente al municipio Nanchital
Unidad Habitacional de trabajadores petroleros	Asentamientos humanos	la parte oeste del polígono de la instalación rteneciente al municipio Nanchital
Unidad Habitacional de trabajadores petroleros	Asentamientos humanos	la parte oeste del polígono de la instalación rteneciente al municipio Nanchital
Unidad Habitacional de trabajadores petroleros	Asentamientos humanos	la parte oeste del polígono de la instalación rteneciente al municipio Nanchital
Población Plutarco Elias Calles	Asentamientos humanos	la parte Norte del polígono de la instalación rteneciente al municpio de Nanchital.
Cuerpo de agua	Laguna	erpo de agua competencia de la Conagua

4.3.2.1.- Inundaciones.

El proyecto se localiza en una zona que se considera de media ocurrencia de inundaciones, el tipo de suelo (el cual se satura fácilmente), así como las lluvias torrenciales juegan un papel importante en la peligrosidad que representan dichos eventos.

El Gobierno Federal a través de La Coordinación Nacional de Protección Civil (CNPC) a petición de Secretaria de Protección Civil del Estado de Veracruz de Ignacio de la Llave publicó la última Declaratoria de Emergencia por la presencia de lluvia severa, inundación fluvial y pluvial, y vientos fuertes ocurridos del 16 al 24 de octubre de 2018, en 5 municipios del Estado de Veracruz de Ignacio de la Llave, en los que se incluyen los municipios de Nanchital e Ixhuatlán del Sureste con la finalidad de obtener los recursos del Fondo para la Atención de Emergencias FONDEN de la Secretaría de Gobernación.

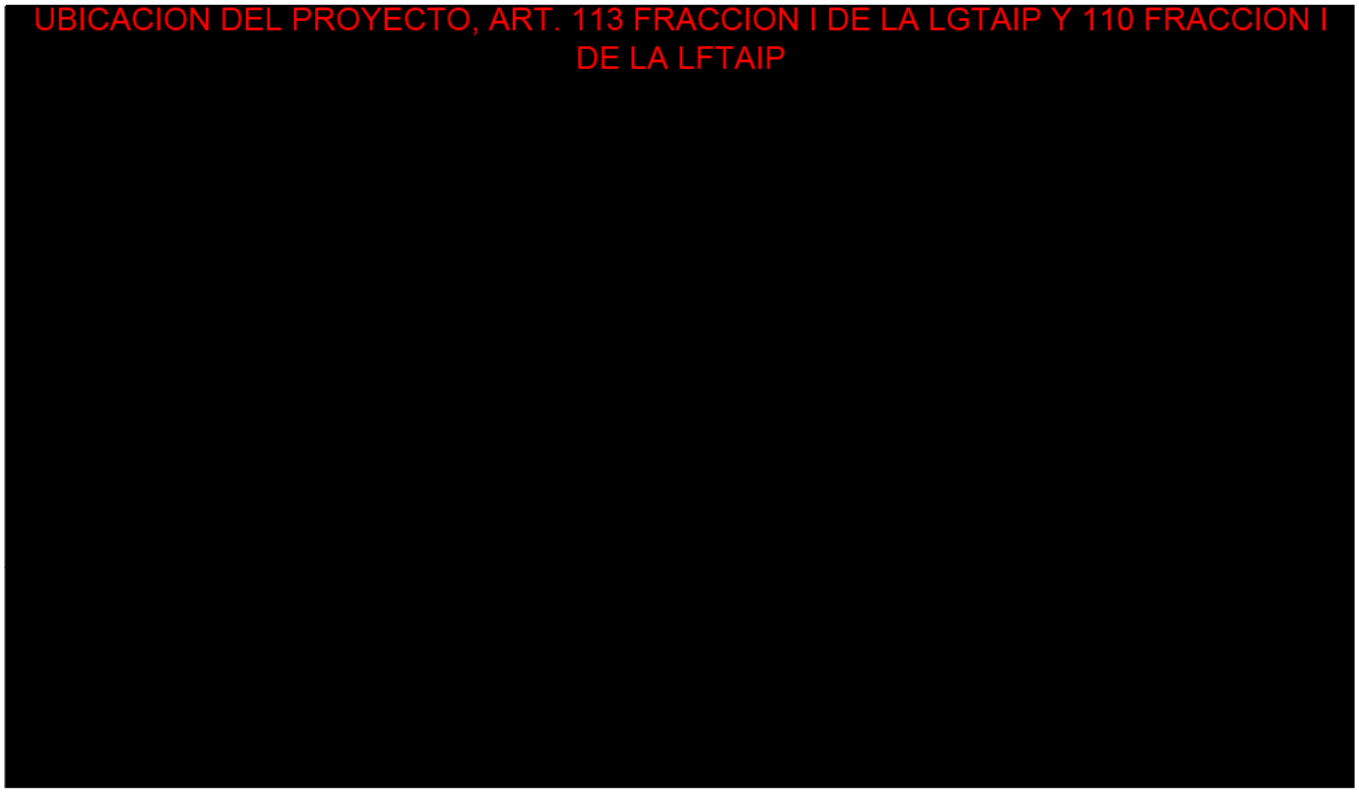
Ilustración 15. Peligro de Inundaciones

4.3.2.2.- Ciclones Tropicales.

La incidencia de estos fenómenos representa una peligrosidad muy alta para la región, debido a que estos se forman en el caribe y pueden entrar al Golfo de México especialmente por la trayectoria que pudieran tomar y tocar tierra por la parte de la ciudad de Coatzacoalcos. La intensidad de estos fenómenos tiende a entrar con una magnitud de escala de categoría baja o alta por la circulación de aire caliente con la mezcla de aire frío proveniente de la parte norte del país.

Es por ello por lo que los efectos destructivos (como las rachas de viento) asociados a los huracanes se vislumbran como un peligro directo en la zona donde se ubica la instalación de almacenamientos subterráneos, que repercuten de manera directa a través del aporte de lluvia torrencial y fuertes rachas de vientos. Como se aprecia en la siguiente figura. Los ciclones tropicales en la zona del proyecto en operación son muy altas.

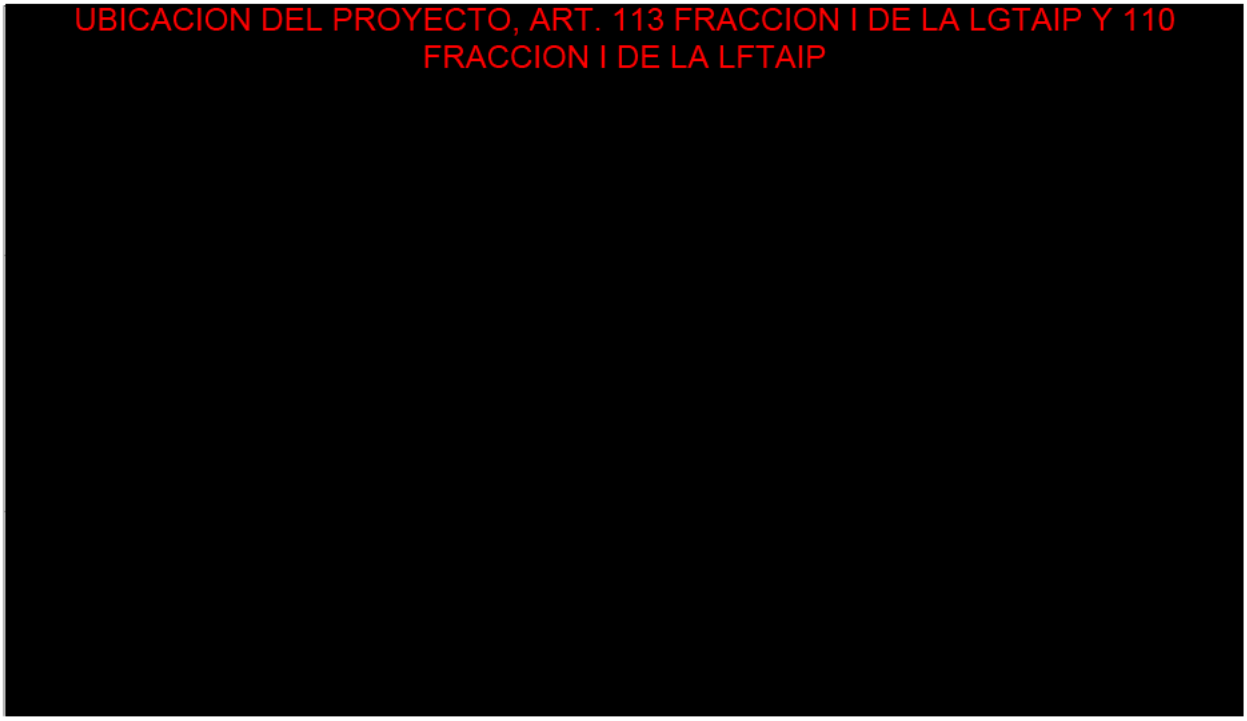
Ilustración 16. Ciclones Tropicales



4.3.2.3.- Sequías.

Las sequías son un fenómeno poco común en el Estado de Veracruz; si bien no parecieran representar más que un riesgo muy bajo para el municipio de Nanchital e Ixhuatlán del Sureste, si merecen considerarlas como un factor de vulnerabilidad en el sentido de la presión que se ejerce en la sobreexplotación de las aguas subterráneas que sustentan la producción industria por las empresas petroquímicas presentes en la región, la actividad agrícola y ganadera, así como el creciente desarrollo de asentamientos humanos que demandan servicios básicos como lo es el abastecimiento de agua potable, que todas la actividades antes mencionadas en su conjunto y de manera integral en el suministro de agua representan una contribución en el déficit de la recarga del acuífero.

Ilustración 17. Peligro de ocurrencia de sequías



4.3.2.4.- Riesgo por Granizo.

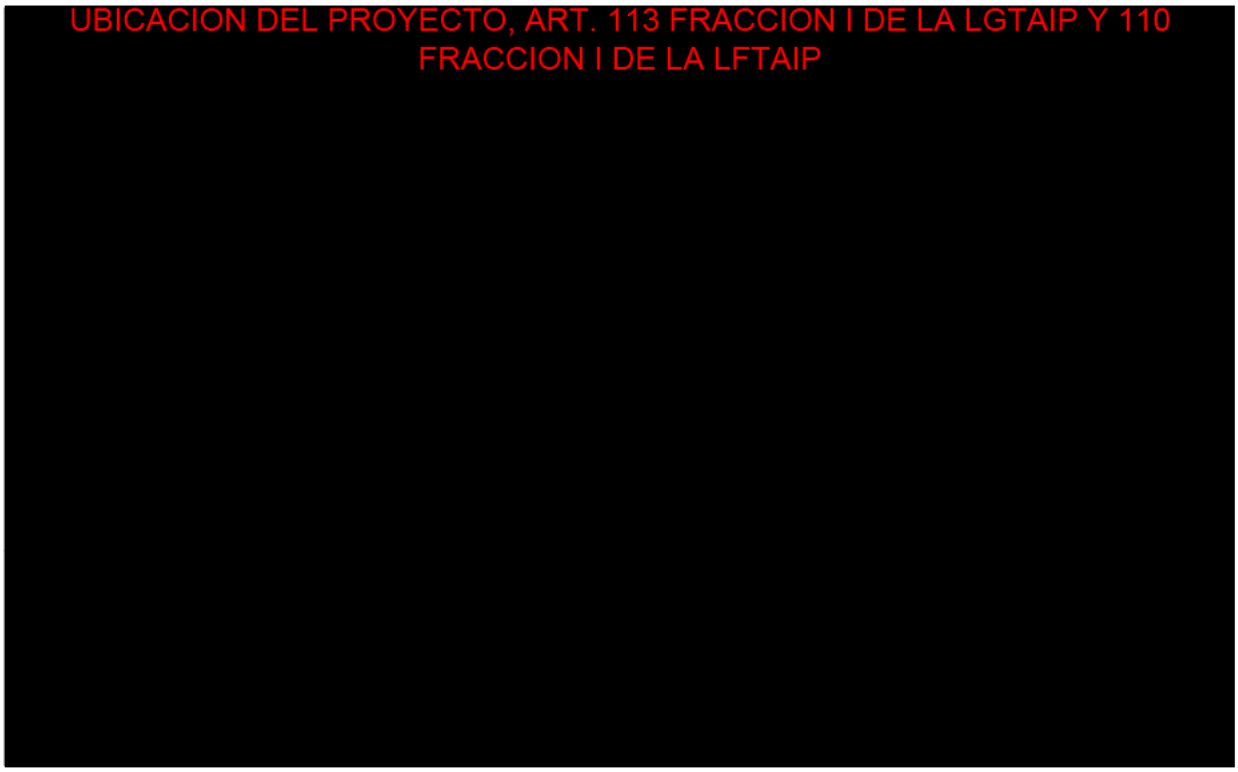
Es muy bajo el peligro registrado para tormentas de granizo o con presencia del mismo. En los eventos de lluvia el principal problema detectado es el referido a las inundaciones de las zonas más bajas de la cuenca o más próximos a los arroyos.

Ilustración 18. Peligro por caída de granizo

4.3.2.5.- Heladas.

Las condiciones climáticas de la zona indican una cantidad baja de días con heladas respecto a la totalidad del año, los municipios de Nanchital e Ixhuatlán del Sureste no son susceptibles a este tipo de fenómenos, por lo que la afectación no representa ningún riesgo a los cultivos y a la importancia de estos en la economía local.

Ilustración 19. Peligro por heladas



4.3.2.6.- Susceptibilidad a deslizamientos y hundimientos.

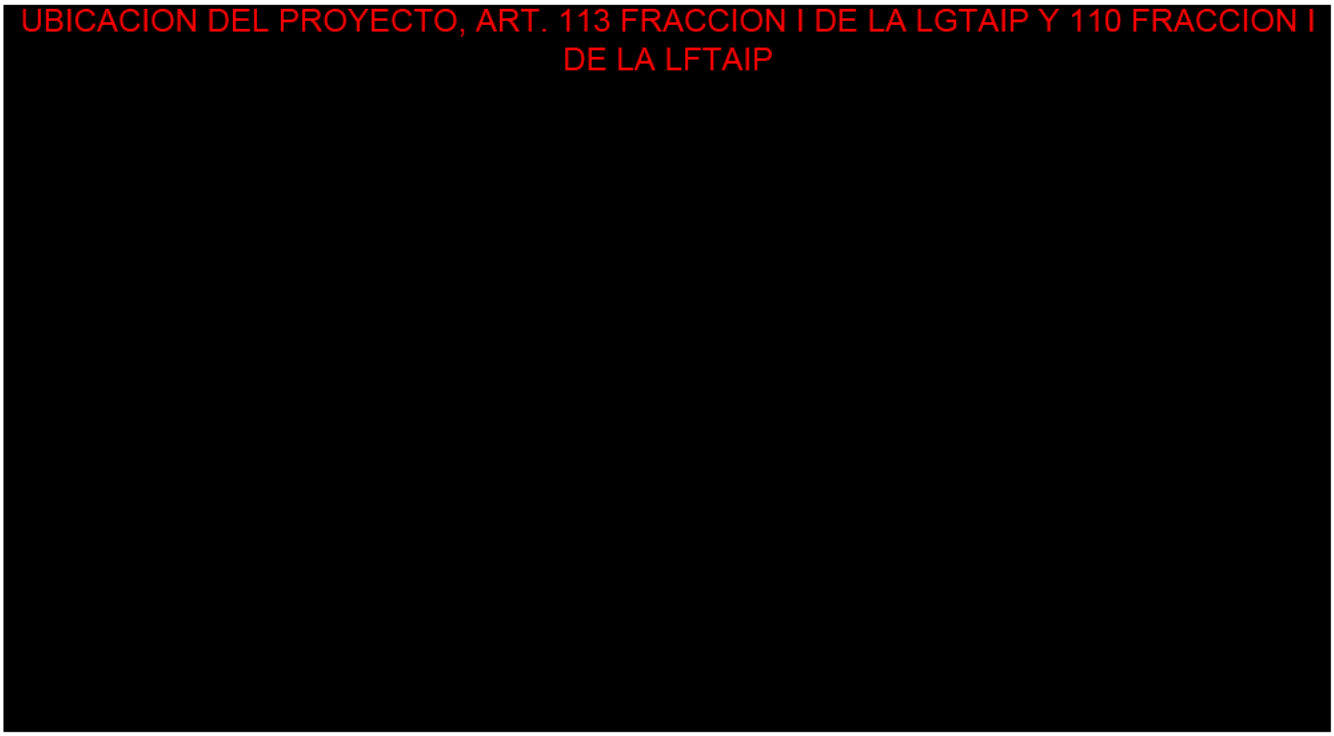
Un deslizamiento se define como un movimiento de masa de roca y/o suelo que se desplaza pendiente abajo debido a la acción de la gravedad. Para que se presente un deslizamiento de ladera, se debe romper el equilibrio que se presenta entre la masa rocosa que se moverá y el resto de la ladera.

Los factores que propician los movimientos de ladera son, entre otros, los grandes sismos, explosiones, lluvia abundante, deforestación, cortes de carreteras y taludes mal diseñados.

Los sismos pueden ser los detonadores de deslizamiento de laderas en zonas propensas a ello. Una estadística mundial (Schuster, 1996) menciona que 9 de los 25 deslizamientos más catastróficos ocurridos en el Siglo XX fueron causados por sismos (36%), mientras que las lluvias intensas ocupan el primer lugar con 10 de cada 25.

El proyecto a los 500 m. del entorno, se encuentran fuera de la zona de riesgo por deslizamiento y hundimientos. La afectación de los fenómenos se define para aquellos sitios con una mayor cercanía a elevaciones y a los tipos de suelo atribuidos a las serranías y expuestos más profusamente a las lluvias.

Ilustración 20. Peligro de deslizamientos y hundimientos



4.3.2.7.- Sismicidad.

Las zonas sísmicas de México se clasifican en función de la cantidad de sismos que se presentan. Debido a la intensa actividad entre las placas tectónicas ubicadas en el lado oeste del país, la zona de mayor actividad sísmica se encuentra en los estados de la costa del Pacífico.

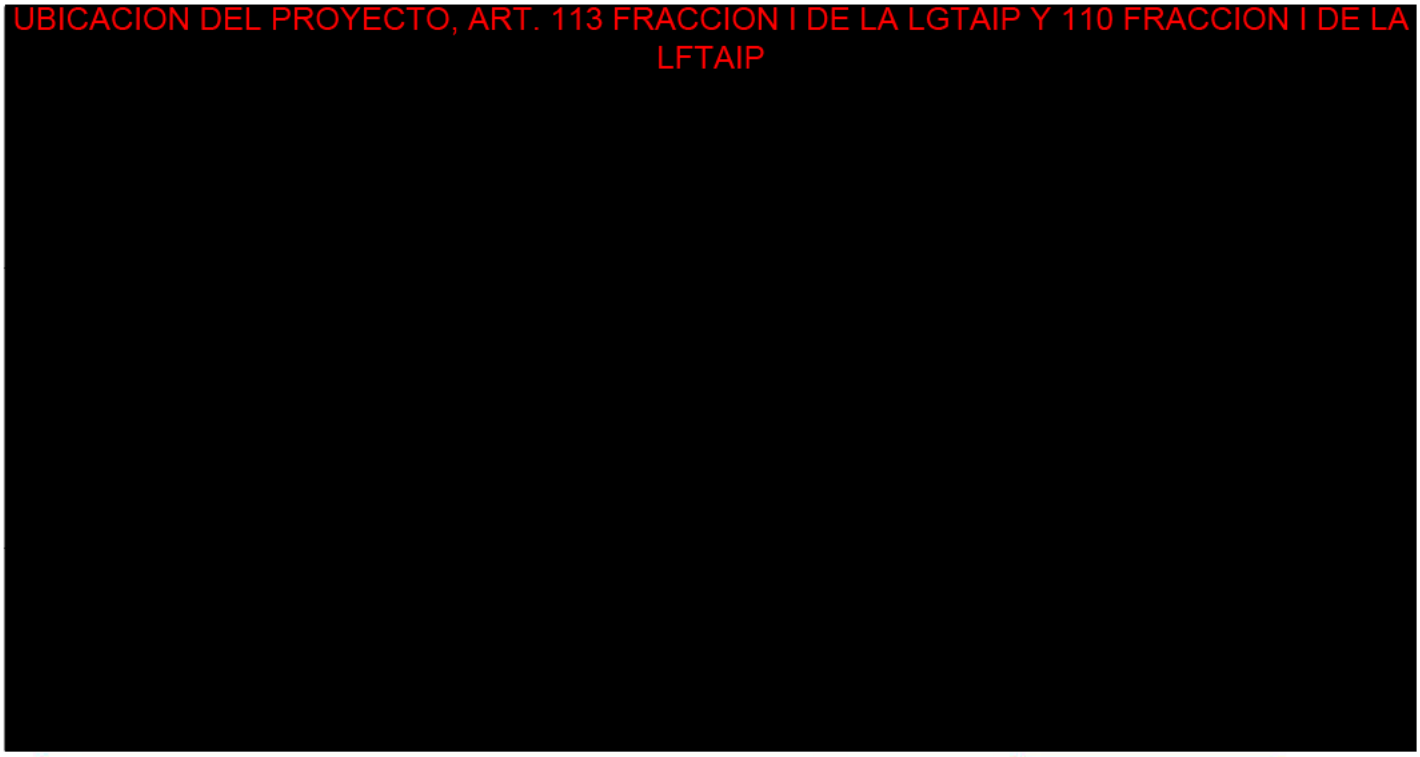
Gracias a los registros sísmicos de las redes de detección instaladas en territorio mexicano, se puede apreciar una intensa actividad sísmica que se concentra principalmente entre Chiapas, Oaxaca, Guerrero, Michoacán y Jalisco, así como en la parte norte de la península de Baja California, en la región de Mexicali.

La movilidad de las placas tectónicas Norteamericana, Cocos, Rivera y del Pacífico, que forman parte del Cinturón de Fuego del Pacífico son la principal causa del alto grado de sismicidad en México.

Se identifican cuatro zonas sísmicas generales, las cuales fueron establecidas con base en registros de sismicidad histórica.

El **proyecto** se encuentra en una zona intermedia (B), donde se registran sismos no tan frecuentemente o son zonas afectadas por altas aceleraciones pero que no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo.

Ilustración 21. Ubicación con respecto a la regionalización Sísmica

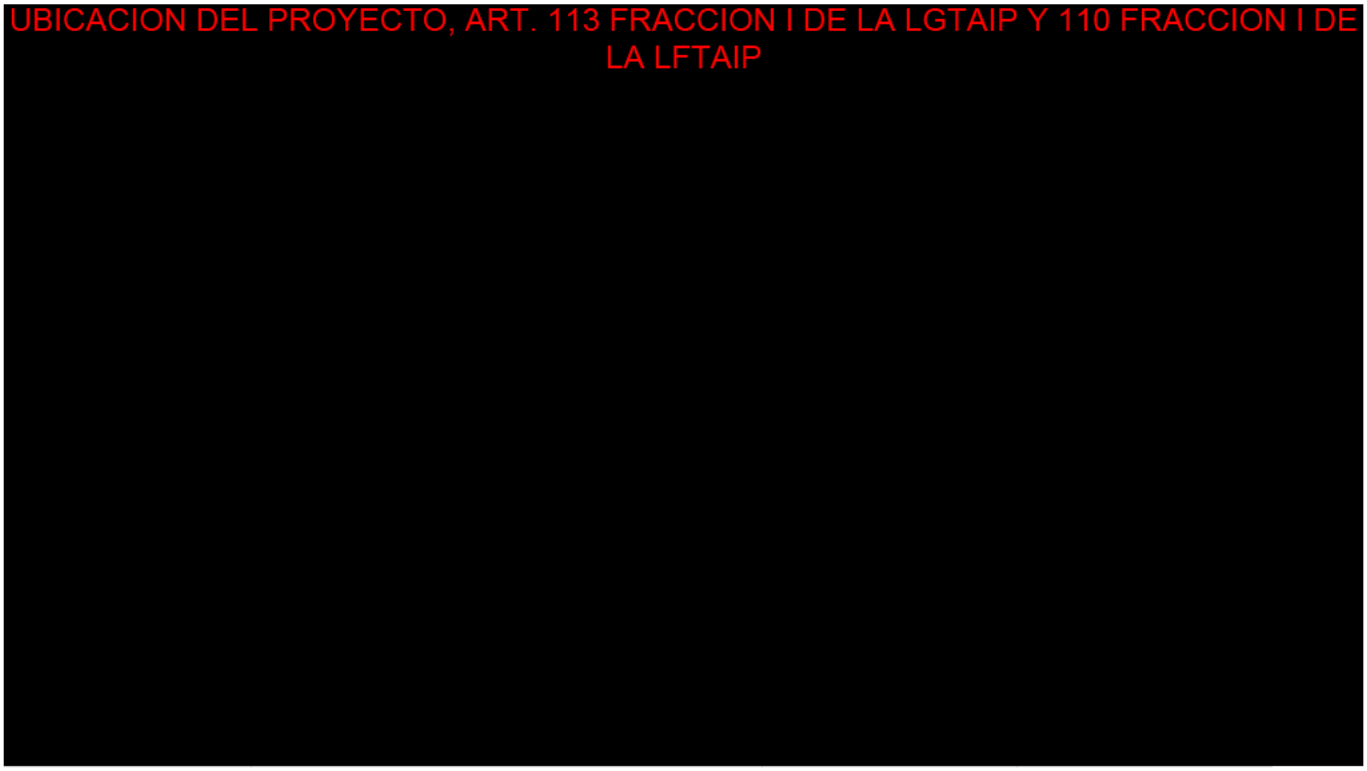


La escala de Intensidad o Mercalli es una evaluación cualitativa de la clase de daños causados por un sismo, debe su nombre al físico italiano Giuseppe Mercalli. Generalmente, un gran terremoto producirá valores de mayor intensidad que uno pequeño pero hay otros factores capaces de afectar como la cantidad de energía liberada, la distancia del epicentro, la profundidad focal del sismo, la densidad de la población, la geología local del área, el tipo de construcción de los edificios así como la duración del sacudimiento. En 1902, Mercalli propuso una tabla, que fue posteriormente modificada en 1931 y desde entonces se ha llamado escala Modificada de Mercalli (MM).

Consta de 12 grados de intensidad donde se muestran también las características de cada grado, denotado por números romanos del I al XII. No es única, pero sí la más frecuentemente usada en nuestro continente.

Al proyecto le corresponde la intensidad VI, cuya explicación de la intensidad del fenómeno lo refiere 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.

Ilustración 22. Intensidad sísmica



4.3.2.7.- Geología.

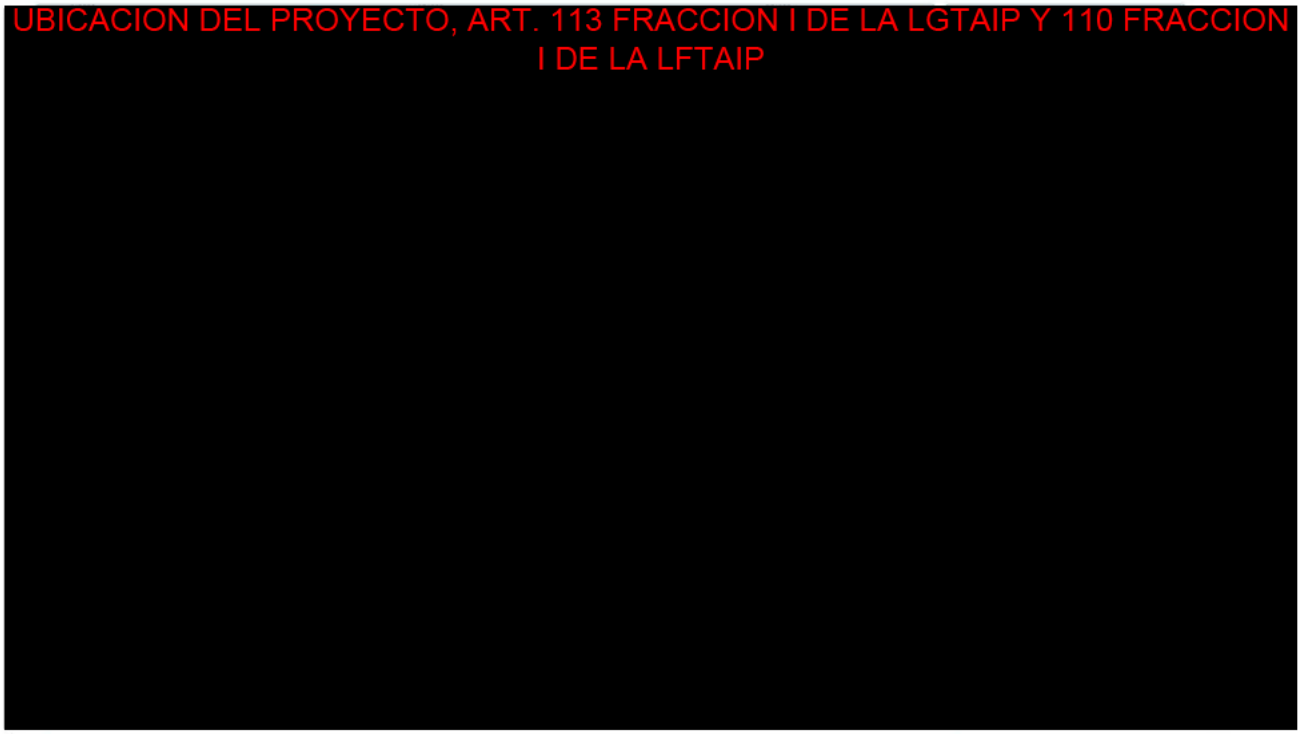
Dentro del predio se encuentra el tipo de relieve correspondiente a llanura ondulada ligeramente diseccionada (2.5 – 5 m/km^2) (Ortiz, 1997). El proyecto se pretende establecer sobre terrenos con pendientes ligeramente inclinadas (5º - 10º), pendientes suavemente inclinadas (3º - 5º), pendientes muy suavemente inclinadas (1º - 3º) y pendientes planas (< 1o) (Priego e Isunza, 1999; Priego et al 2003).

Tabla 19. Pendientes en el área del proyecto

Tipo	%
Pendientes planas (<1º)	23.3
Pendientes muy suavemente inclinadas (1º- 3º)	32.0
Pendientes suavemente inclinadas (3º- 5º)	13.8
Pendientes ligeramente inclinadas (5º -10º)	30.9

La fisiografía del área del polígono es la provincia de Llanura Costera del Golfo Sur (100%), dentro de la subprovincia de Llanura Costera Veracruz (100%) con sistema de topoformas de Llanura aluvial costera inundable (100%) INEGI.

Ilustración 23. Topoformas en el área del proyecto



4.3.2.8.- Edafología.

Dentro del área donde se ubica el proyecto, se identificó un complejo edafológico integrado por tres tipos de suelo: Cambisol ferrálico, luvisol plíntico y luvisol órtico, los cuales se describen a continuación.

Cambisol:

Suelos con inicios de diferenciación en los horizontes del subsuelo, evidente por los cambios en la estructura, color, contenido de arcilla o de carbonato. Con un horizonte cámbico a partir de 50 cm de la superficie del suelo y con su base de 25 cm o más por debajo de la superficie del suelo o de 15 cm o más por debajo de cualquier capa de arado. Su textura es media y fina, derivados de una amplia gama de rocas.

Los cambisoles se caracterizan por una leve o moderada meteorización de material parental y por la ausencia de cantidades apreciables de arcilla aluvial, materia orgánica, así como compuestos de Al y/o Fe. Se encuentran desde el nivel de mar hasta terrenos montañosos, en todos los climas y en gran variedad de tipos de vegetación (FAO- UNESCO, 1989).

El subtipo ferrálico presenta un subsuelo con baja capacidad de intercambio catiónico, es decir, con poco poder de almacenar nutrientes.

Luvisol:

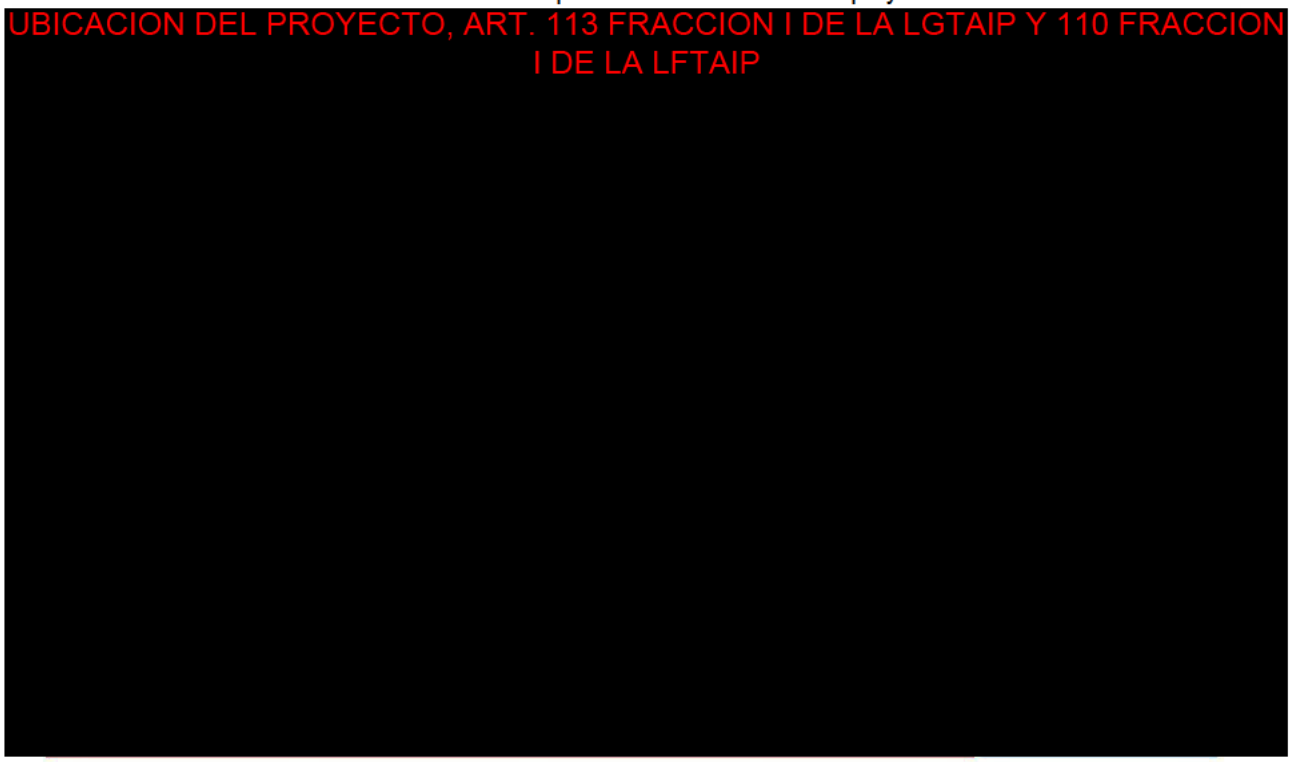
Este grupo de suelos está ampliamente distribuido, tienen un horizonte B argílico que contiene una gran acumulación de arcilla consecuencia de procesos como el movimiento de arcilla llevando a un horizonte de subsuelo ártico, de fertilidad media y presentan buen drenaje, presentan una saturación de bases mayor a 50%.

La profundidad varia de 40 a más de 100 cm, la capa superficial es color pardo oscuro cuando está húmeda. Se desarrollan en una amplia variedad de materiales no consolidados como depósitos glaciares, eólicos, aluviales y coluviales, y se localizan en terrenos planos o con una ligera pendiente (FAO, 2006).

La mayoría de estos suelos poseen un alto potencial para la agricultura, y aunque su porcentaje de saturación es alto, generalmente necesitan tratamientos con cal y fertilizantes para obtener los máximos rendimientos. Se encuentran en regiones templadas, tropicales y subtropicales que presenten una estación seca y otra húmeda (Fitzpatrick, 1996). Tienen una alta susceptibilidad a la erosión. El subtipo plíntico se caracteriza por presentar en el subsuelo una capa de color blanco o amarillo con manchas rojas muy notables, que se endurecen hasta formar gravas cuando esta capa queda expuesta en la superficie por erosión (Horizonte Plíntico). Es generalmente ácido.

El subtipo órtico se refiere a suelos que solo poseen las características descritas para el tipo de suelo Luvisol.

Ilustración 24. Tipos de suelo en el área del proyecto



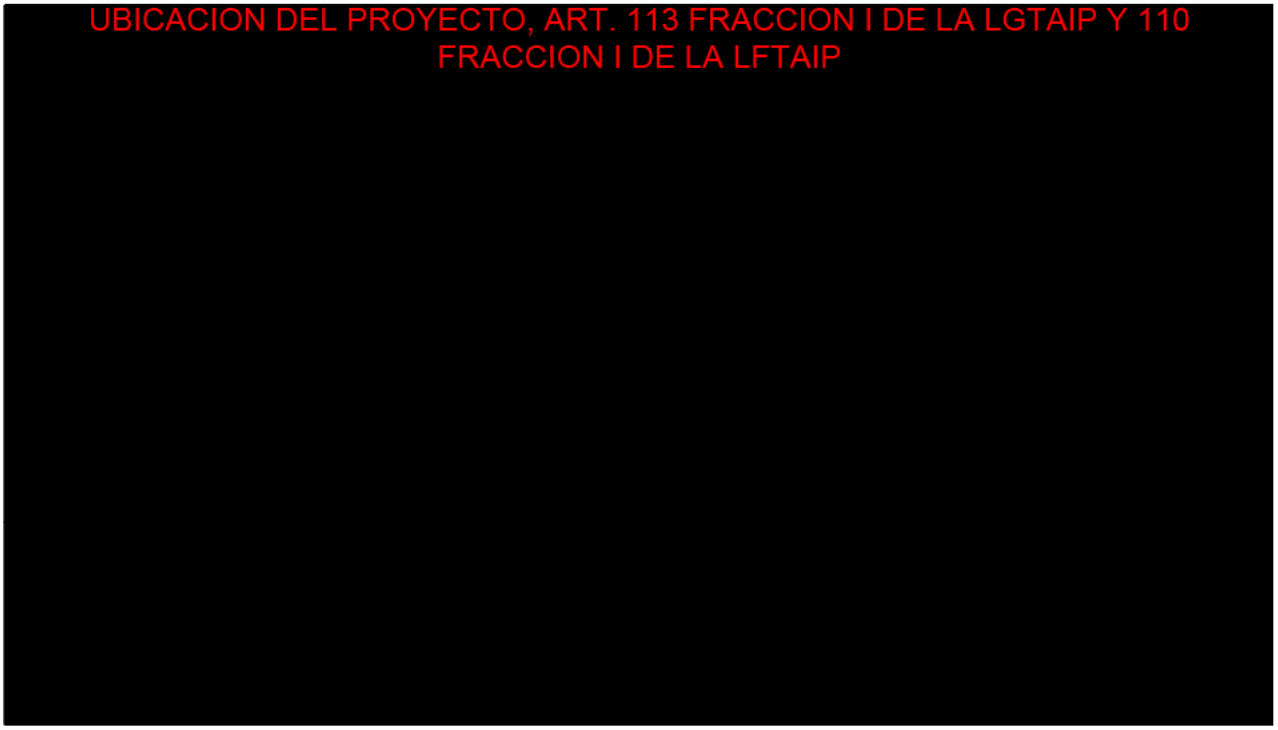
4.3.2.9.- Vegetación.

La cubierta vegetal de la cuenca baja del Coatzacoalcos, y en particular de la denominada Zona Conurbada Coatzacoalcos-Nanchital de Lázaro Cárdenas del Río-Ixhuatlán del Sureste, se ha visto afectada en forma drástica, debido al crecimiento urbano industrial y a la introducción de pastos para forraje de ganado bovino. Un área considerable ha sido utilizada como potreros ganaderos, introduciéndose diversas especies de gramíneas forrajeras, algunas adaptables al medio acuático.

De la misma forma se han ampliado las superficies con fines industriales y habitacionales, o bien, para la construcción de carreteras, caminos, ductos y pozos de explotación petrolera. Debido a las causas mencionadas anteriormente, los lugares que aun conservan vegetación primaria se encuentran en forma de "islotes" de unos cuantos individuos de especies primarias, las cuales, debido a las actividades antropogénicas, están en riesgo de desaparecer de la región.

Actualmente la vegetación de la zona de estudio se encuentra constituida fundamentalmente por vegetación secundaria en diferentes estadios de regeneración, así como algunos manchones relictuales de las comunidades primarias, vegetación acuática, pastizales y áreas dedicadas al cultivo.

Ilustración 25. Uso de suelo y vegetación del proyecto



Los relictos de vegetación primaria presentan alteraciones en su estructura florística, ocasionada por la extracción de especies de valor comercial. Según la clasificación de Miranda y Hernández X. (1963), los relictos de agrupaciones vegetales primarias y secundarias, así como las diferentes formas de uso del suelo identificadas en la zona de conurbación son las siguientes:

Vegetación Primaria Terrestre

- Selva mediana perennifolia
- Selva mediana perennifolia con palmar

Vegetación secundaria

- Acahual de selva mediana perennifolia
- Acahual de selva mediana perennifolia con palmar
- Acahual de selva mediana perennifolia con palmar de coco

Pastizales

- Pastizal con acahual de selva mediana perennifolia

- Pastizal con palmar
- Pastizal con palmar de coco
- Pastizal con árboles aislados
- Pastizal

Tabla 20. Listado de especies vegetales presentes en el área del proyecto

Familia	Especie	Nombre Común
Alismatales		
Araceae	*Syngonium podophyllum*	Singonio
Apiales		
Araliaceae	*Dendropanax arboreus*	Cucharo
Arecales		
Arecaceae	*Acrocomia aculeata*	Palma coyol
Fabales		
Fabaceae	*Gliricidia sepium*	Cocuite
	Inga vera	Chalahuite
Gentianales		
Apocynaceae	*Tabernaemontana alba*	Huevo de Gato
Sapindaceae	*Randia laetevirens*	Capulin de corona
Malpighiales		
Euphorbiaceae	*Ricinus communis*	Ricino
Malpighiaceae	*Byrsonima crassifolia*	Nanche
Malvales		
Malvaceae	*Ceiba pentandra*	Ceiba
	Guazuma ulmifolia	Guácima
	Pachira aquatica	Castaño de Agua
Tiliaceae	*Heliocarpus donnellsmithii*	Jonote

Familia	Especie	Nombre Común
Myrtales		
Melastomataceae	*Miconia argentea*	Miconia
Vochysiaceae	*Vochysia guatemalensis*	Corpus
Poales		
Poaceae	*Pennisetum purpureum*	Pasto elefante
Polypodiales		
Pteridaceae	*Acrostichum aureum*	Helecho de playa
	Adiantum peruvianum	Culantrillo gigante
Rosales		
Cannabaceae	*Trema micrantha*	Ixpepe
Moraceae	*Cecropia obtusifolia*	Hormiguillo
	Ficus benjamina	Benjamina
	Ficus cotinifolia	Higuera
	Ficus padifolia	Ficus
Sapindales		
Anacardiaceae	*Mangifera indica*	Mango
Burseraceae	*Bursera simaruba*	Chaca
Meliaceae	*Trichilia havanensis*	Tinaja
Sapindaceae	*Cupania latifolia*	Guayabillo
Solanales		
Convolvulaceae	*Ipomea purpurea*	Campanitas
Solanaceae	*Solanum rostratum*	Mala mujer
Zingiberales		
Costaceae	*Costus scaber*	Caña agria
Heliconiaceae	*Heliconia latispatha*	Platanillo

La vegetación en el área del proyecto de almacenamiento de Gas LP en cavernas de sal geológicamente estables, es de vegetación secundaria arbustiva de selva alta perennifolia; sin embargo, estas áreas han sido perturbadas, originándose otros tipos de vegetación más bajas e inestables; Las especies que se encontraron en las áreas de vegetación natural corresponden a: Hormiguillo (*Cecropia obtusifolia*), Miconia (*Miconia argéntea*), Guácima (*Guazuma ulmifolia*), Chalahuite (*Inga vera*), Chaca (*Bursera simaruba*), Corpus (*Vochysia guatemalensis*), Jonote (*Heliocarpus donnell-smithii*), Guayabillo (*Cupania latifolia*), Cucharo (*Dendropanax arboreus*), Cocuite (*Gliricidia sepium*), Tinaja (*Trichilia havanensis*), Ixpepe (*Trema micrantha*) entre otras.

Recursos maderables.

De las especies maderables de mayor abundancia se encuentran el Hormiguillo (*Cecropia obtusifolia*) y Miconia (*Miconia argentea*).

Conforme a la guía para la interpretación de cartografía uso del suelo y vegetación Escala 1:250 000 Serie III del INEGI a continuación se describen los tipos de vegetación encontrados en la microcuenca, con la cual se ratifica la vegetación existente dentro del predio.

Pastizal Cultivado (PC).

Es el que se ha introducido intencionalmente en una región y para su establecimiento y conservación se realizan algunas labores de cultivo y manejo. Son pastos nativos de diferentes partes del *mundo como: Digitaria decumbens (Zacate Pangola), Pennisetum ciliaris (Zacate Buffel), Panicum maximum (Zacate Guinea o Privilegio), Panicum purpurascens (Zacate Pará)*, entre otras muchas especies.

Estos pastizales son los que generalmente forman los llamados potreros en zonas tropicales, por lo general con buenos coeficientes de agostadero.

Vegetación secundaria de Selva Alta Perennifolia (SAP)

Este tipo de vegetación corresponde a la más rica y compleja de todas las comunidades vegetales y en nuestro país se marca su límite norteño. Sus árboles dominantes sobrepasan los 30 m de altura y durante todo el año conservan la hoja. Son ecosistemas de alta biodiversidad y se considera que se presenta en las zonas más húmedas del clima A de Köeppen y Cw para las porciones más frescas, que tienen precipitaciones anuales promedio superiores a 2,000 mm (hasta 4,000 mm), temperatura media anual mayor de 20 grados Celsius.

Este tipo de vegetación presta servicios ambientales a la estabilidad del clima y los ciclos hidrológicos, por la gran capacidad retención de la precipitación pluvial que se produce en las regiones tropicales; además de que posee un gran valor estético o de disfrute del paisaje y un valor

intrínseco como ecosistema, ya que forma parte del patrimonio natural de las regiones en donde existen.

Son especies importantes de este tipo de vegetación las siguientes: *Terminalia amazonia (kanxa'an, sombrerete); Vochysia hondurensis (palo de agua), Andira galeottiana (macayo), Sweetia panamensis (chakte'), Cedrela odorata (cedro rojo), Swietenia macrophylla (punab, caoba); Gualtteria anomala (zopo), Pterocarpus hayesii (chabekte'), Brosimum alicastrum (ramón); Ficus sp. (matapalo), bari, guayabo volador, zapote de agua, Dialium guianense (guapaque)*. También hay epífitas herbáceas bromeliáceas como Aechmea y orquídeas, líquenes incrustados en los troncos de árboles y epífitas leñosas como Ficus spp. (laurel).

4.3.2.10.- Fauna.

La fauna silvestre presente en la zona de influencia del Proyecto está conformada por especies que se han adaptado a las alteraciones del medio resultado del cambio de uso de suelo o la fragmentación de la vegetación original, que se ha ido acentuando con el crecimiento en la zona de actividades antropogénicas y que en el caso del proyecto de almacenamiento de Gas LP en cavernas de sal geológicamente estable, se cuenta con la vegetación en las condiciones naturales al límite de batería de las obras y actividades que han servido de reubicación natural y/o refugio en el área del proyecto.

Como antecedente, se menciona que para evaluar la fauna silvestre a nivel microcuenca, se establecieron tres transectos de 500 m de longitud y 20 de ancho (1 ha), los cuales fueron recorridos a pie aplicando dos métodos (directo e indirecto) para la identificación de los diferentes grupos de fauna presentes en la zona.

Se registraron un total de 81 individuos, distribuidos en 16 familias y 19 especies. No se reportaron especies bajo alguna categoría de riesgo de acuerdo con la NOM-059-SEMARNAT-2010, no obstante, en sitios fuera de los transectos fue posible observar ejemplares de iguana verde (Iguana iguana) y turipache (*Corytophanes hernadezii*), *amnbas* especies Bajo Protección Especial, por lo que no se descarta la presencia de algunas especies con categoría de riesgo.

El grupo de las aves es el de mayor representatividad con 65 individuos en 10 especies, seguido de los anfibios con 16 individuos en tres especies, los reptiles con 10 individuos con tres especies y los mamíferos con ocho individuos en tres especies. Porcentualmente, las aves representan el 58 %, los anfibios el 20 %, los reptiles el 12 % y los mamíferos el 10 %.

A continuación, se presentan los resultados por grupo faunístico.

ANFIBIOS: El grupo de los anfibios presenta 16 individuos con un total de dos familias y tres especies, la especie de sapo (*Incilius valliceps*) fue el de mayor abundancia con 10 individuos, seguido de la ranita arborícola (*Leptodactylus melanonotus*) con cuatro registros y finalmente, el sapo gigante neotropical (Rhinella marina) con dos registros.

REPTILES: El grupo de los reptiles presenta diez individuos con un total de dos familias y tres especies, la lagartija escamosa (*Sceloporus variabilis*) es la de mayor abundancia con cuatro registros, en tanto que las especies de anolis (*Anolis lemurinus*) y (*Anolis sericeus*), ambas con tres registros.

AVES: Fueron registrados 47 individuos de aves, pertenecientes a ocho familias y diez especies, siendo el grupo de mayor riqueza y abundancia. Las especies más representativas fueron Luis XV o gregario (*Myiozetetes similis*) y Urraca pea ó papan (*Cyanocorax morio*) con nueve y ocho registros, respectivamente, en tanto que la de menor representatividad es el Gavilán chillón (*Buteo magnirostris*) con dos registros.

MAMÍFEROS: Fueron identificados un total de ocho registros de mamíferos, pertenecientes a dos familias, tres géneros y tres especies, el coyote (*Canis latrans*) y el mapache (*Procyon lotor*) con tres registros y el tlacuache (*Didelphis marsupialis*) con dos registros.

Para el caso del área del proyecto, se registraron un total de 17 individuos, distribuidos nueve familias, 10 géneros y 10 especies. De estas especies, tres de reptiles se reportan bajo protección especial de acuerdo con la **NOM-059-SEMARNAT-2010**.

El grupo de los reptiles presenta siete individuos con un total de cinco especies, seguido de los mamíferos con ocho individuos en tres especies y el grupo de las aves, con dos individuos y dos especies.

Porcentualmente, tenemos a los mamíferos con el 47 %, seguido de los reptiles con el 41 % y con el 12 % se encuentran las aves.

Los registros por orden son:

REPTILES: Un total de siete individuos distribuidos en cinco familias, cinco géneros y cinco especies. La especie más abundante es la iguana verde (Iguana iguana) con tres registros, en tanto que el resto de las especies sólo fue registrado en una ocasión.

AVES: dos individuos pertenecientes a dos familias, 2 géneros y 2 especies, siendo el grupo de menor representatividad en cuanto a fauna.

MAMÍFEROS: ocho individuos pertenecientes a dos familias, tres géneros y tres especies.

Dentro del grupo de los mamíferos, el tlacuache cuatro ojos (*Philander opossum*) fue el de mayor abundancia con cuatro registros, seguido del tlacuache común (*Didelphis marsupialis*) con tres registros y el conejo (Sylvilagus cunicularius) con un registro.

Tabla 21. Especies protegidas y/o listadas bajo alguna categoría de riesgo

Familia	Especie	Nombre común	NOM-059
Corytophanidae	*Corytophanes hernandezii*	Turipache de Hernandez	Pr
Elapidae	*Micrurus diastema*	Coralillo	Pr
Iguanidae	*Iguana iguana*	Iguana verde	Pr

En general, las especies de fauna reportadas tanto en cuenca como en predio son especies que han logrado sobrevivir en hábitats mediana y fuertemente alterados, las aves con alta posibilidad de desplazamiento en grandes distancias, los anfibios sólo se reportan para la cuenca; los reptiles que son más especies para el predio, bien puede ser debido a la formación de micro hábitat y/o aislamiento, mientras que las especies de mamíferos, se han ido adaptando a las perturbaciones de origen antrópico.

4.4.- Análisis preliminar de peligros.

La Gestión de riesgo es un proceso estructurado y administrativo para manejar las posibles amenazas potenciales, a través de una secuencia de actividades que incluyen evaluación de riesgo, estrategias de desarrollo para manejarlo y mitigación del riesgo utilizando recursos gerenciales para mejorar la eficacia y eficiencia de una organización. Una vez hecho el análisis y la evaluación de cada riesgo potencial, para su tratamiento se aplican estrategias que pueden transferir el riesgo a otra parte, evadirlo, reducir los efectos negativos y aceptar algunas o todas las consecuencias de un riesgo particular. La idea principal es minimizar perdidas y maximizar oportunidades.

De la evaluación de riesgo se obtiene una jerarquización de riesgo con niveles de prioridad, los cuales se clasifican de mayor a menor. En todos los casos no se debe despreciar el nivel de riesgo obtenido actualmente ya que a medida que pasa el tiempo estos pueden aumentar su categoría de riesgo, por lo que es importante un monitoreo continuo para asegurar que se mantienen dentro de los parámetros aceptables.

4.4.1. Metodología HAZID.

El **HAZID** 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 almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa 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 realiza el proyecto.

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 conlleva 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 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 almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa, el equipo de especialistas en conjunto con el grupo multidisciplinario (CYDSA, GEOSTOCK y ENTREPOSE), 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.

Para cada categoría y sus peligros analizados se les asignan una zona de riesgo, según su nivel de consecuencia y frecuencia de acuerdo con las tablas de guías para realizar análisis de riesgos de PEMEX, se indican a continuación.

Tabla 22. Determinación de la consecuencia

Categoria	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

Categoria	Daños al personal	Efectos en la población	Impacto ambiental	Pérdida de producción (USD)	Daños a las instalaciones (USD)
2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren primeros auxilios y/o atención médica.	Ruidos, olores e impacto visual que se pueden detectar fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía con pos bilidades de evacuación.	Fugas y/o derrames solamente perceptibles al interior de la instalación, el control es inmediato.	>50,000 a 500,000	>50,000 a 500,000
1 (Despreciable)	No se esperan lesiones o daños físicos.	No se esperan impactos, lesiones o daños físicos	No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arr ba de los límites establecidos.	<50,000	<50,000

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

Tabla 23. Categoria 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.

Las hojas de trabajo del HAZID, se presentan en el **ANEXO A**.

4.4.1.1. Relación de peligros identificados y jerarquización en base a su nivel de riesgo.

Con base en los resultados obtenidos del HAZIP se realizó la categorización por grado de riesgo para cada categoría y cada peligro, se muestran las categorías por desviación, como resultado de la aplicación de las matrices y criterios descritos anteriormente.

Tabla 24. Resultados de grados de riesgos por categoria y actividad

Categoria o actividad	Peligro	Grado de riesgo analizado
Impacto social externo	Bloqueo de las instalaciones por parte de la población.	C
	Falta de información a la población de las actividades realizadas en la instalación	C
	Posible surguimiento de ONG's	C
	Falta de recursos de la entidad de protección civil en Ixhuatlan	C
	Delincuencia organizada que afecta al personal operativo	A
Impacto Social Interno	Inconformidad del personal operativo de la instalación	D
	Inconformidad del personal de compañía dentro de la instalación	D
	Personal con problemas de adicciones	C
	Volcadura de vehículo dentro de la pileta de salmuera	B

Categoria o actividad	Peligro	Grado de riesgo analizado
	Acceso de vehículos no autorizados al área de proceso	A
Aspectos ambientales del sitio de Ixhuatlán del Sureste, Veracruz	Incendio forestal dentro y fuera de los terrenos de la instalación	B
	Lluvias torrenciales	B
	Licuefacción del terreno de las pilas de salmuera por incremento en el manto freático	A
	Vientos fuertes	C
	Temperaturas extremas (alta)	C
	Alta humedad en el ambiente	B
	Niebla	D
	Sismo	C
	Tormentas eléctricas	C
	Polvaredas	C
	Hundimiento	C
	Subsidancia	D
	Falla geológica	C
	Fauna nociva	B
	Inundación	C
	Desprendimiento de un bloque de sal dentro de la caverna	D
Impacto de la instalación al entorno	Venteo de LPG a la atmosfera (cromatógrafo).	C
	Emisión de LPG por venteos no conectados al quemador (trampa de diablos, patín de medición y equipos de proceso) durante las actividades de mantenimiento	C
	Quemadores de fosa en área de trampas de diablos	C
	Quemadores de los desgasificador de salmuera	C
	Quemador elevado	C
	Calentador de gas a fuego directo CF-601	C
	Emisiones de gases de combustión de los motores de diésel	C
	Emisiones fugitivas de gas en las válvulas y conexiones	C

Categoria o actividad	Peligro	Grado de riesgo analizado
	Mal funcionamiento de la fosa séptica	C
	Fuga de salmuera por las membranas	C
	Fuga de aceite de los transformadores	C
	Fuga de diesel de los motores de combustión	D
	Fuga de aceite de los motores de las bombas de LPG	D
	Generación de basura inorgánica (metales, lodos de las corridas de diablos, sólidos en los filtros, filtros gastados)	C
	Contaminación por generación de basura orgánica	C
Proximidad de instalaciones Industriales	Accidente en las instalaciones de PEMEX.	D
	Accidente en los ductos de PEMEX dentro de los predios de CYDSA.	D
	Fuga de salmuera de SISA dentro de los predios de ASSE	B
	Siniestro dentro de las instalaciones ASSE.	C
	Fuga en el tanque de almacenamiento de salmuera de SISA.	C
	Presencia de torres alta tensión dentro de la instalación cerca de la trampa de diablos.	C
	Presencia de torres alta tensión dentro de la instalación cerca del quemador.	C
Interacción con las vías de comunicación	Afectación a las vías de comunicación terrestres cercanas a la instalación	No se identificaron causas creíbles que pudiesen afectar la vías de comunicación de la instalación
Proximidad con centros de población	Siniestro dentro de las instalaciones ASSE.	C
	Ruido	C
	Olores	C
	Humos de combustión	C
Seguridad física	Sabotaje	B
	Ruptura del LPG ducto por golpes al no respetarse las restricciones del derecho de vía (DDV)	C

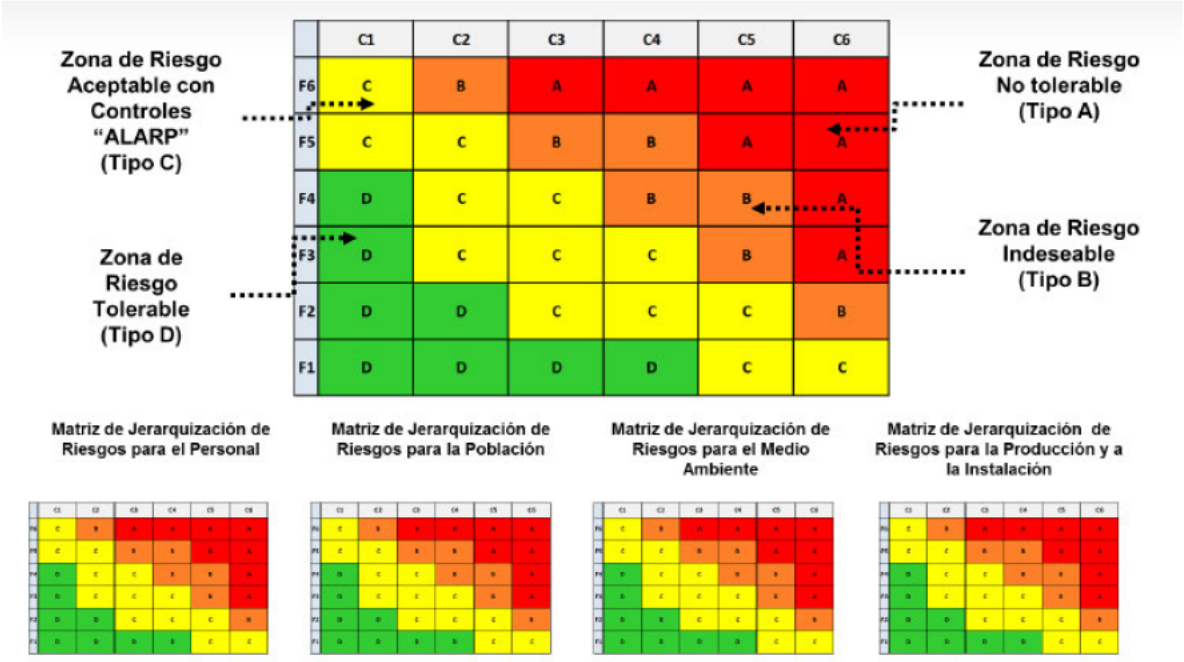
Categoria o actividad	Peligro	Grado de riesgo analizado
	Intrusión para robo a las instalaciones ASSE	B
	Sustracción de materiales de la instalación por parte de personal contratista y de ASSE	C
Ingeniería y diseño conceptual de los equipos de proceso, servicios y tecnología	Bloqueo de rutas y pasillos del área de trabajo	B
	Falta de señalización de seguridad e informativa en el área de trabajo	B
	Falla de aire acondicionado en área cuartos de control de la instalación	C
	Falta de identificación de los equipos de operación (TAG)	C
	Falta de identificación de y señalización de tuberías y recipientes	C
	Falta de aire acondicionado en área de oficinas de la instalación	C
	Falta de aire acondicionado en área cuartos técnicos de la instalación	C
	Falta de aire acondicionado en área SITE de la instalación	C
Trabajos especiales de inspección y mantenimiento	Operación inadecuada	C
Trabajos rutinarios de mantenimiento de inspección	Operación inadecuada	C
Integridad física del personal durante la jornada laboral	Quemadura criogénica	B
	Caída en la fosa de bombas de salmuera	B
	Manipulación de productos químicos en el laboratorio	B
	Manipulación inadecuada de gases (H2, He2, N2) en cromatógrafo	B
	Error en el muestreo de LPG	B
	Riesgo eléctrico	A
Coordinación de trabajos entre las diferentes empresas en la misma área	Falta documentación	B
Diseño de los equipos y sistemas de seguridad del área a evaluar	Área sin protección	B
	Menor al requerido por normatividad	B

4.4.1.3. Cuantificación de resultados y su método ALARP.

4.4.1.4. Rango de índice de riesgo.

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

Ilustración 26. Matriz de jerarquización de Riesgo de Proceso



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

Tabla 25. 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 encuentra 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:

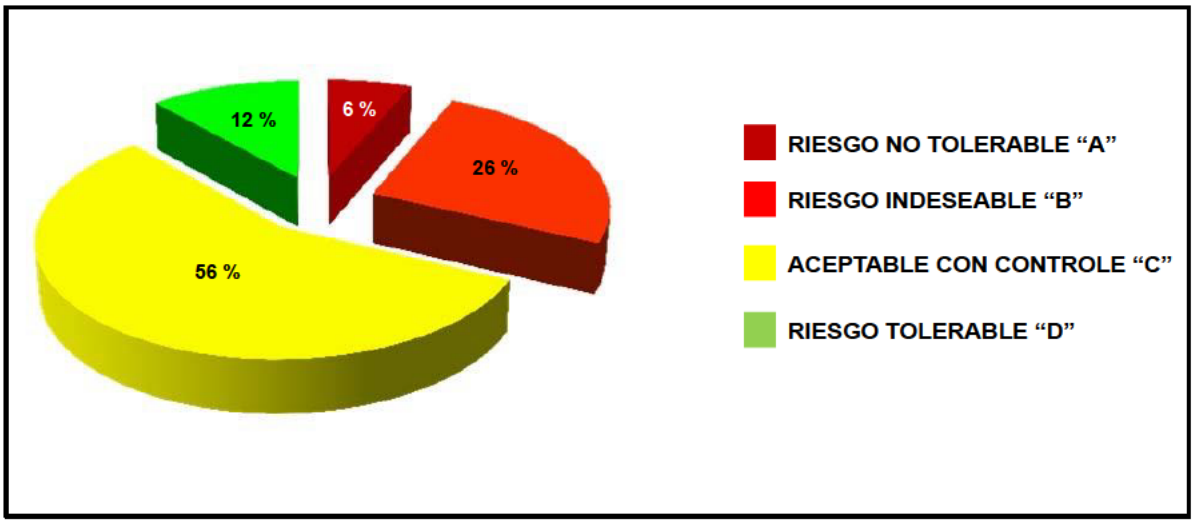
- **Región de Riesgo No Tolerable (Tipo A)**: **El riesgo requiere se implementen acciones inmediatas temporales y permanentes.** Un riesgo Tipo "A" representa una situación de riesgo no tolerable y deben establecerse controles temporales inmediatos si se requiere continuar operando. Se debe realizar 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.

A manera de resumen, en la tabla siguiente se realiza la cuantificación de todos los diferentes rubros de riesgo identificados en las categorías o actividades evaluadas en el Anexo "D" de la instalación de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa.

Tabla 26. Cuantificación de Riesgos de las categorias mencionadas en el HAZID

Consecuencia	Categoría del riego (Cantidad)			
	Riesgo No Toelrable "A"	Riesgo Indeseable "B"	Aceptable con controles "C"	Riesgo Tolerable "D"
Grado de Riesgo	5	20	44	9

Ilustración 27. Cuantificación de riesgos porcentaje de las categorias de HAZIP



En la tabla siguiente, se presenta la distribución de riesgo por tipo de impacto, de acuerdo a las consecuencias hacia el personal, a la población, al medio ambiente y a la instalación o producción, de acuerdo a las matrices definidas.

Tabla 27. Cuantificación de riesgo de los peligros para cada categoría analizada

Índice de riesgo	Matriz de riesgo Daños al Personal	Matriz de Riesgo Daños a la Población	Matriz de Riesgo Impacto Ambiental	Matriz de Riesgo Daños a la Instalación/producción
A	4	2	1	0
B	16	1	1	10
C	44	58	59	52
D	15	19	15	15

Los niveles de riesgo en la zona aceptable con controles tipo "A", presentan porcentajes relativos equivalentes, siendo su participación los siguientes porcentajes:

- Daños al personal: 57.14%

- Daños a la población: 28.57%
- Daños al medio ambiente:14.29%
- Daños a la instalación/producción: 0 %

Los niveles de riesgo en la zona aceptable con controles tipo "B", presentan porcentajes relativos equivalentes, siendo su participación los siguientes porcentajes:

- Daños al personal: 64.28%
- Daños a la población: 35.72%
- Daños al medio ambiente: 5.0%
- Daños a la instalación/producción: 5.0 %

Los niveles de riesgo en la zona aceptable con controles tipo "C", presentan porcentajes relativos equivalentes, siendo su participación los siguientes porcentajes:

- Daños al personal: 20.65%
- Daños a la población: 27.23%
- Daños al medio ambiente: 27.70%
- Daños a la instalación/producción: 24.42 %

Los niveles de riesgo en la zona tolerable tipo "D", presentan porcentajes relativos equivalentes, siendo su participación los siguientes porcentajes:

- Daños al personal: 23.43%
- Daños a la población: 29.71%
- Daños al medio ambiente: 23.43%
- Daños a la instalación/producción: 23.43%

4.4.1.5. Recomendaciones para la administración de los peligros.

En la tabla siguiente, se listan las recomendaciones que derivadas de la evaluación generada en los trabajos ingeniería y construcción del sistema de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa en el año 2016, deberán llevarse a cabo para disminuir y controlar los riesgos identificados en la instalación.

Tabla 28. Recomendaciones generadas de las sesiones de HAZID

No.	Descripción	Índice de Riesgo	Responsable de la Atención
1	Establecer un stock de almacenamiento mínimo de combustible para los pilotos del quemador QG-401 y de los desgasificadores de salmuera DG-501/502.	C	Cliente
2	Considerar o evaluar protección a través de una partida militar en para el sitio de la instalación de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa.	C	Cliente
3	Elaborar plan de manejo social y contar con presupuesto para su ejecución.	C	Cliente
4	Gestionar resolutivo que otorga la SENER, CDH y CDI para evidenciar que en la región no se cuenta con pueblos indígenas afectados.	C	Cliente
5	Elaborar plan de protección civil en colaboración con el estado y los municipios aledaños a la instalación.	C	Cliente
6	Evaluar la fact bilidad de adquirir un seguro contra secuestro para el personal operativo de la instalación.	C	Cliente
7	Contratar los servicios de un asesor de seguridad para la instalación de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa.	A	Cliente
8	Restringir y controlar los accesos a las diferentes áreas de la instalación de acuerdo al nivel de los puestos de trabajo.	D	Cliente
9	Restringir y controlar los accesos a las diferentes áreas de la instalación evitando que el personal de compañía tenga acceso total a las áreas claves del proceso.	D	Cliente
10	Protocolizar la necesidad de que el personal contratista tome cursos de seguridad como requisito para ingresar a las instalaciones.	D	Cliente
11	Evaluar si se tendrá un departamento médico en el sitio o se utilizaran los servicios médicos de complejo CYDSA en pajaritos.	C	Cliente
12	Analizar la fact bilidad de instalación de guardas para en el área de las piletas de salmuera para poder evitar caídas.	B	Contratista
13	Prohibir el tránsito de vehículos pesados por el lado norte de la instalación.	B	Cliente
14	Instalar barreras físicas a la salida sur del edificio administrativo para la restringir el acceso de vehículos al área de proceso.	A	Cliente
15	Elaborar reglamento de ingreso de vehículos y equipos de combustión interna a las diferentes áreas de proceso.	A	Cliente
16	Asegurar la capacitación del personal para el combate de los diferentes tipos de incendio dentro y fuera de la instalación.	B	Cliente

No.	Descripción	Índice de Riesgo	Responsable de la Atención
17	Elaborar el plan de respuesta a emergencias de acuerdo al COMERI 145.	B	Cliente
18	Al momento de entrar las instalaciones en operación se deberá contar con el equipo de protección personal Contraincendio.	B	Cliente
19	Contar con programa de desazolve de drenajes pluviales para las diferentes áreas de proceso y administrativas de la instalación de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa.	B	Cliente
20	Poner pasto en los taludes para evitar la erosión dentro de las instalaciones de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa.	B	Cliente
21	Evaluar la factibilidad de instalar barrera física en la fosa de las bombas de salmuera.	B	Cliente
22	Considerar la instalación de un instrumento independiente de alarma de nivel en la fosa de las bombas de salmuera.	B	Cliente
23	Diseñar sistema de drenaje para evitar la acumulación de agua en el terreno debajo de las membranas.	A	Cliente
24	Verificar con el proveedor que los pilotos de los quemadores elevados cuenten con protección física para evitar el apagado por viento o lluvia.	C	Cliente
25	Verificar con el proveedor de instalar un calentador anti condensación dentro de la lente de la cámara del circuito cerrado de vigilancia.	B	Contratista
26	Verificar con el proveedor de los detectores infrarrojos las afectaciones por niebla y como solucionar el problema en caso de posibles ocurrencia continúa.	D	Contratista
27	Revisar las capacidades de diseño para verificar resistencia de las estructuras civiles de las áreas de proceso y administrativas de la instalación de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa.	C	Contratista
28	Establecer protocolos de inspección de las estructuras después de sismos.	C	Cliente
29	Revisar el diseño de los soportes y anclajes de las tuberías.	C	Contratista
30	Establecer y contar con programa de integridad mecánica de las instalaciones eléctricas antes de comenzar las operaciones cotidianas de la instalación de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa.	C	Cliente
31	Establecer programas de limpieza y mantenimiento preventivo de los detectores de flama del sistema de gas y fuego.	C	Cliente
32	Generar programa de limpieza y mantenimiento para los filtros de aire acondicionado en edificios	C	Cliente
33	Establecer protocolos de inspección de las estructuras para determinar el hundimiento futuro al cual podría estar sujeta la instalación de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa	C	Cliente

No.	Descripción	Índice de Riesgo	Responsable de la Atención
34	Se deberá dar un estricto cumplimiento y seguimiento al programa de integridad mecánica del pozo.	C	Cliente
35	Evaluar la factibilidad de instalar muro de contención a las bombas de salmuera.	D	Contratista
36	Considerar la instalación de un sistema de detección de gas en el área de los desgacificadores DG-501/502 con acción al sistema de paro por emergencia. (Como antecedente se menciona lo ocurrido en el Accidente de Brenham, Texas).	C	Contratista
37	Diseñar el venteo de gas LP a una altura que permita la dispersión.	C	Contratista
38	Verificar la posibilidad de cuantificar el flujo emitido en los venteos de gas si es requerido por las autoridades.	C	Contratista
39	Analizar las opciones posibles que permitan minimizar la emisión de LPG a la atmosfera en un mantenimiento	C	Contratista
40	Revisar la normatividad para cumplir con el diseño del calentador a fuego directo. (Se recomienda considerar API 556 y API 560)	C	Contratista
41	Realizar cálculo de emisiones fugitivas de gas a la atmósfera. (Directrices del Instituto del cambio climático IPCC).	C	Cliente
42	Asegurar la capacitación de personal de la instalación de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa en temas relacionados con manejo de residuos químicos.	C	Cliente
43	Asegurar el uso de productos biodegradables para la limpieza de las instalaciones sanitarias.	C	Cliente
44	Considerar señalización para el manejo adecuado de residuos.	C	Cliente
45	Considerar en el diseño y construcción un almacén de residuos peligrosos, dentro del área de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa.	C	Cliente
46	Integrar el comité local de ayuda mutua (CLAM) antes de las pruebas con LPG.	D	Cliente
47	Verificar si la protección catódica del LPG ducto también protege el ducto de salmuera.	B	Contratista
48	Evaluar la posibilidad de instalar puntos de prueba de conductividad del terreno del LPG ducto.	B	Cliente
49	Verificar que la planta de lixiviación cuenta con un paro de emergencia y si no existe implementarlo.	C	Cliente
50	Considerar conectar el paro de emergencia de la planta de lixiviación con el sistema general de paro de emergencia de la instalación de LPG	C	Cliente

No.	Descripción	Índice de Riesgo	Responsable de la Atención
51	Solicitar a SISA instalar dique de contención para los tanques de almacenamiento de salmuera.	C	Cliente
52	Instalar sistema de drenaje pluvial en el área de la subestación y el área de proceso.	C	Contratista
53	Verificar que la línea de alta tensión que pasa sobre la trampa de diablos este des energizada. En caso de estar energizada la línea reubicarla.	C	Cliente
54	Realizar atlas de riesgos de acuerdo a lineamientos del CENAPRED de la instalación en etapa de operación de la instalación de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa.	C	Cliente
55	Elaborar programa de limpieza de los quemadores elevados.	C	Cliente
56	Evaluar la efectividad de la barrera física perimetral existente para salvaguardar la integridad de la instalación.	B	Cliente
57	Implementar u programa de inspección (celaje) terrestre del derecho de vía.	B	Cliente
58	Considerar o evaluar vigilancia particular armada en el sitio	B	Cliente
59	Establecer a través de un procedimiento como requisito previo a cualquier trabajo de excavación que se anexe un plano de la identificación de ductos de los derechos de vías y de la instalación.	C	Cliente
60	Establecer filtros de seguridad para el ingreso y salida de personal en la instalación de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa.	C	Cliente
61	Considerar la instalación de CCTV para el monitoreo de la seguridad patrimonial de las instalaciones de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa.	C	Cliente
62	Asignar un puesto de trabajo para el personal de vigilancia que monitoree 24/7 el sistema de CCTV.	C	Cliente
63	Definir la sanción interna a trabajadores y contratistas que provoquen destrucción de los señalamientos dentro de las instalaciones de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa.	B	Cliente
64	Instalar aire acondicionado en el cuarto de instrumentación del edificio salmuera y del edificio de proceso para garantizar el cumplimiento normativo para cuartos de control e instrumentación.	C	Contratista
65	Asegurar un sistema de energía de respaldo para los tableros de aire acondicionado.	C	Contratista
66	Seguir los requerimientos de seguridad.	C	Cliente
67	Realizar análisis de riesgo en trabajos seguro especiales de inspección y mantenimiento.	C	Cliente

No.	Descripción	Índice de Riesgo	Responsable de la Atención
68	Delimitar la zona de las piletas para informar al operador el riesgo de caídas.	A	Contratista
69	Asegurarse que el manual de seguridad se especifique el uso de chaleco salvavidas para trabajos cerca de las piletas.	A	Cliente
70	Considerar la posibilidad de colocar salvavidas y chalecos cerca al área a piletas.	A	Contratista
71	Considerar un acceso seguro en las piletas para los muestreadores.	A	Contratista
72	Considerar obligatorio el permiso de trabajo para en las áreas piletas.	A	Cliente
73	Los lava-ojos deben estar en zonas que otorguen sombra y resguardo solar para evitar deterioro.	B	Cliente
74	En el procedimiento de toma de muestras de salmuera, especificar el uso de lava-ojos portátil (Plump).	B	Cliente
75	Especificar en el procedimiento de trabajos de mantenimiento, que se disponga de un analizador de oxígeno y el detector de explosividad portátil.	B	Cliente
76	Los trabajos eléctricos debe realizarlos personal especialista en esa área para asegurar las condiciones seguras del sitio.	A	Cliente
77	Implementar un programa de Reuniones de coordinación entre personal de SISA y ASSE.	A	Cliente
78	Implementar un programa de Reuniones de coordinación entre personal de SISA, ASSE y ENTREPOSE durante la construcción.	A	Contratista
79	Revisar el diseño del sistema de detección y control de incendio y llegar a un acuerdo entre las partes para cumplir con la norma aplicable.	B	Contratista

4.4.2.- Antecedentes de accidentes e incidentes de proyectos e instalaciones similares.

Antecedentes de accidentes e incidentes ocurridos en la operación de las instalaciones o de procesos similares, describiendo brevemente el evento, las causas, sustancias involucradas, nivel de afectación y en su caso acciones realizadas para su atención.

El análisis histórico permite un conocimiento real de los descontroles en el proceso y otras situaciones anormales ocurridas en instalaciones semejantes, hecho que ayuda al planteamiento de situaciones accidentales factibles.

Además de ello, el análisis histórico genera una visión de conciencia en los especialistas encargados de evaluar y desarrollar Estudios de Riesgo, ya que el uso de esta herramienta estadística permite un enfoque para ver la importancia del factor humano, el medio ambiente y a un nivel más profundo,

el conocimiento de las causas que pueden minimizar y reducir la gravedad de un incidente a través del adecuado manejo de equipos y sistemas de seguridad y el desarrollo adecuado de planes y procedimientos de respuesta a emergencias.

El sistema de almacenamiento subterráneo de gas LP en Shalapa es la primera instalación de este tipo en México, sin embargo, alrededor del mundo se cuenta con instalaciones similares, en donde de manera desafortunada se han presentado accidentes catastróficos, por lo que el análisis histórico resulta de suma importancia para identificar las áreas de oportunidad que permitan la operación segura de la instalación.

La mayoría de los Accidentes Mayores y el estudio de sus causas y consecuencias, han permitido la renovación de Legislaciones Nacionales e Internacionales, por lo que, en el ámbito legal y jurídico, su importancia para un adecuado manejo y control de sustancias peligrosas son prioritarios. Por tal razón, en el presente estudio se utilizan como apoyo bases y bancos de datos mundiales de accidentes como son:

- MHIDAS (Major Hazard Incident Data Service): Distribuido por AEA Technology a través de Health and Safety Executive (HSE) de Inglaterra y GEMS; cuenta con más de 7,000 accidentes de todo el mundo, que han ocurrido durante el transporte, procesamiento o almacenamiento de materiales peligrosos que dieron como resultado o se consideraron como la causa potencial de impactos en sitio.
- SONATA ENI (Summary of Notable Accidents in Technical Activities): Banco de datos de accidentes italiano elaborado por el ENI (Ente Nationale Idrocarburi) que recaba un total de 2 500 accidentes en la industria química, petroquímica y del transporte de mercancías peligrosas desde 1930 hasta 1985.
- MARS (Major Accident Reporting System): el Banco de Datos MARS fue creado en 1982 como previsión a la comunidad para el control de los accidentes industriales mayores (después del accidente famoso en Seveso), cuenta con un promedio de 450 registros de accidentes.
- CSB (U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board): La Comisión de Seguridad e Investigación de Peligros Químicos de los Estados Unidos (CSB) es una agencia federal independiente encargada de investigación de accidentes y peligros químicos industriales.
- ARIP (Accidental Release Information Program) U.S. Environmental Protection Agency: ARIP es documentado por U.S. E.P.A. (Chemical Emergency Preparedness and Prevention Office), cuenta con una base de datos actualizada hasta Julio del año 2000 y su información

es generada por cuestionarios aplicados a instalaciones que han tenido liberaciones importantes de sustancias peligrosas, por lo que desarrolla una base de datos de accidentes por liberaciones nacional, analiza la información coleccionada, y distribuye los resultados del análisis hacia aquellos involucrados en las actividades de prevención de accidentes químicos.

- Key dates in fire history (National Fire Protection Association): Sus datos se compilaron originalmente en 1996 en la celebración del centenario de NFPA. Clasifica el incidente más sobresaliente por día de acuerdo con un análisis histórico.
- IChemE-Responsible Care (Instituto de Ingenieros Químicos) The Accident Database V. 4.1: Base de datos de accidentes que contiene aproximadamente 13 000 accidentes, incidentes y pérdidas cercanas, 30.0 % de ellos incluyen las lecciones aprendidas. Esta base de datos de accidentes puede ser usado como herramienta para la identificación de peligros, diseño e inducción.
- UNEP. APPEL. Disasters Data Base. 2003: Esta base de datos brinda una visualización de accidentes desde 1970 a 1998. La base Disaster cuenta con la categoría de desastres naturales y desastres tecnológicos por lo que en uno de sus apartados describe desastres que involucran sustancias peligrosas, algunos de estos accidentes son la base del desarrollo del programa de APELL.
- Loss Prevention in the Process Industries, LEES, F. P., Londres, Butterworths, 1980, 2 vols. 1316 páginas: Recapitula brevemente algunos de los principales accidentes que ocurrieron entre 1926 – 1997 en industrias de procesamiento químico. El análisis de sus casos se efectúa con la finalidad de comprender el potencial de daño de varias clases de accidentes, y las causas comunes o los errores que han generado los desastres.

A nivel nacional se emplean las siguientes bases:

- Reporte de accidentes/incidentes ocurridos en instalaciones de PEMEX-CCAE (**Centro de Coordinación y Apoyo a Emergencias**)
- PROFEPA (Procuraduría Federal de Protección al Ambiente), Subprocuraduría de Inspección Industrial, Dirección General de Inspección de Fuentes de Contaminación, Dirección de Emergencias Ambientales.

El último reporte estadístico en México sobre la distribución de accidentes industriales con sustancial altamente riesgosas a cargo de la PROFEPA (Procuraduría Federal de Protección al Ambiente), a

través de su la COATEA (Centro de Orientación para la Atención de Emergencias Ambientales) abarca el periodo de tiempo 2000-2014 en la Tabla 4.1 podemos observar la distribución por estado de la República Mexicana.

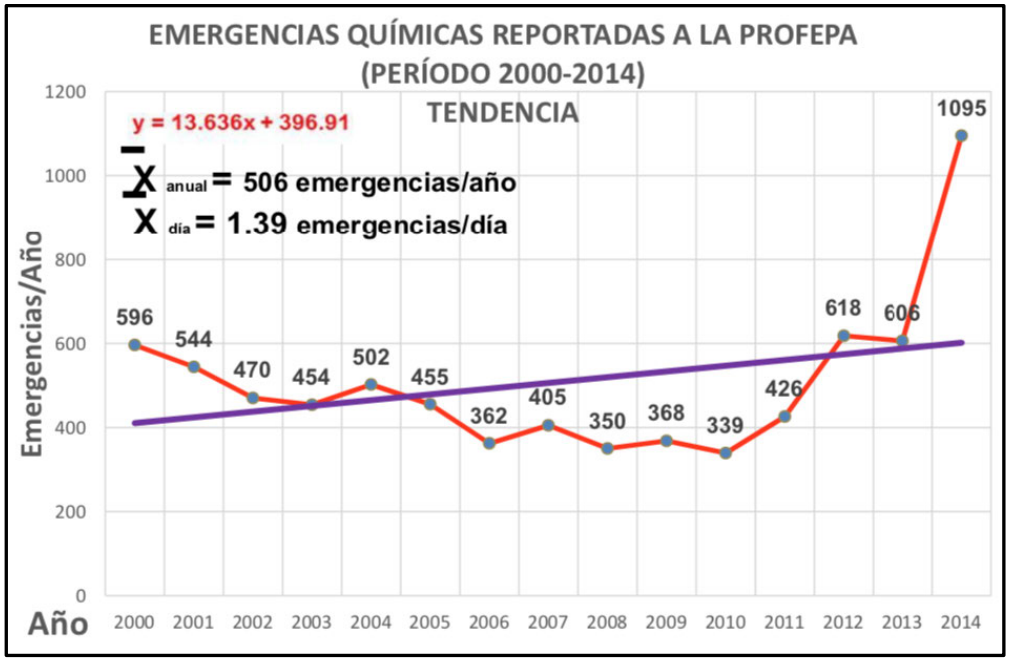
Tabla 29. Emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (período 200-2014)

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
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

Estado	Año															Total	
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Eventos	%
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 PROFEPA tiene una estadística de accidentes mostradas en la figura siguiente.

Ilustración 28. 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.).

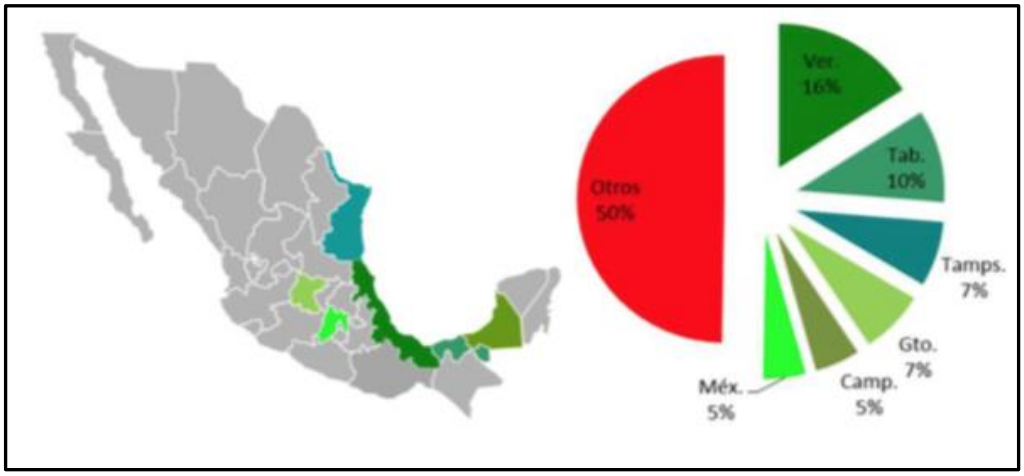
Por otro lado, en los estados de Veracrúz, Tabasco, Tamaulipas, Guanajuato, Campeche y México se presentaron más del 50% de las emergencias ambientales, concentrándose en Veracrúz alrededor del 20% del total a nivel nacional.

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.

Ilustración 29. Distribución estatal de las emergencias químicas reportadas a la profepa (Período 2000-2014)

Ilustración 30. Distribución estatal de las emergencias químicas %



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.

Ilustración 31. Tipos de accidentes reportado

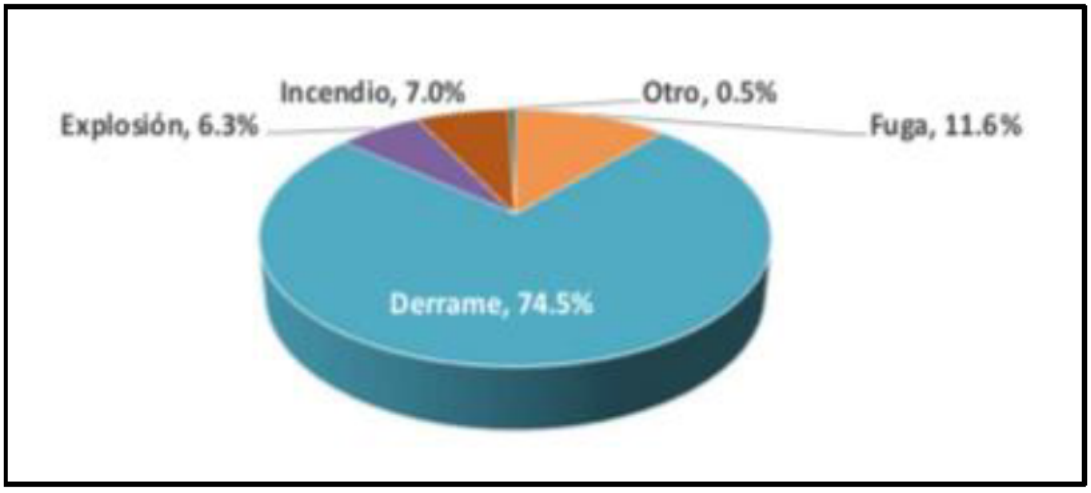


Tabla 30. Tipo de emergencias químicas reportadas a la profepa (período 2000-2014)

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
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

Año	Número de eventos	Tipo									
		Fuga		Derrame		Explosión		Incendio		Otro	
		No.	%	No.	%	No.	%	No.	%	No.	%
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 31. 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
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

La siguiente es la cronología de los accidentes más graves sufridos por Pemex en la historia reciente de esta compañía, fundada en 1938:

Tabla 32. Antecedentes de accidentes e incidentes

No	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento o causa del accidente e incidente	Nivel de afectación (personal, población, medio ambiente, entre otros)	Acciones realizadas para su atención
1	1984	San Juanico, Estado de México	Almacenamiento de Gas Natural	Gas natural	Fuga de gas que provoco una bola de fuego	2 mil muertos y destrozos a casa habitación en una zona muy poblada	No hay información
2	2013	Ciudad de México,	Edificio de PEMEX	Gas natural	Fuga de gas que provoco una explosión	33 muertos y 121 heridos	No hay información
3	2012	Reynosa, Tamaulipas	Planta de PEP	Gas natural	Fuga de gas que provoco una explosión	30 muertos decenas de heridos	No hay información
4	2011	San Martín Texmelucan	Oleoducto de PEMEX	Petróleo	Fuga de gas que provoco una explosión e incendio	30 muertos, 52 lesionados y 80 casa afectadas	5 mil evacuados
5	1992	Guadalajara, Jalisco	Ducto de PEMEX	Gasolina	Fuga de gasolina en el subsuelo y al sistema de drenaje causo explosión	210 muertos	No hay información
6	1974	Mississippi, USA	Caverna de almacenamiento	Butano	Fuego y explosión de butano líquido al sobrellenar la caverna por error humano	24 heridos y destrucción de casas en 7 km de radio,	Evacuación de 3000 personas
7	1978	Louisiana, USA	Caverna de almacenamiento	Petróleo	Reventón y fuego en la cabeza de pozo con fuga de petróleo	Pérdidas millonarias, un muerto, un área contaminada de 90,000 m^3	No hay información
8	1980	Texas, USA	Caverna de almacenamiento	Propano	Fuga por corrosión de tubería provocando fuego y explosión	Un muerto perdida de 23 millones de m^3 propano	Evacuación de 75 familias
9	1980	Kansas, USA	Caverna de almacenamiento	Propano	Fuga en aguas subterráneas	No hay información	Reubicación de 110 personas
10	1985	Texas, USA	Caverna de almacenamiento	Propano	Ruptura tubería de alimentación con fuego y explosión	2 muertos y pérdida de 110 m^3 de propano	17,000 personas evacuadas
11	1988	Halle, Alemania	Caverna Teutschenthal	Etileno	Ruptura de tubería formación de nube de etileno	Sin pérdidas humanas	Evacuación de un área de 8 km^2
12	1986	Francia	Caverna Viriant	Etileno	Ruptura de instalaciones formación de nube de etileno	Sin pérdidas humanas	No hay información
13	1988	Texas, USA	Caverna Clute	Etileno	Fuga de etileno 20,000 m^3	Evacuación de 10 familias	No hay

No	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento o causa del accidente e incidente	Nivel de afectación (personal, población, medio ambiente, entre otros)	Acciones realizadas para su atención
							información
14	1992	Texas, USA	Caverna Brenham	LPG	Fuego y explosión por sobrellenado	3 muertos, 23 heridos con un radio de afectación de 3 km y la destrucción de 26 casas e indenmización	No hay información
15	1995	Texas, USA	Caverna Mineola	Propano	Fuego subterráneo y en superficie	Daño a la integridad de la cavernas adyacentes	No hay información
16	2001	Texas, USA	Caverna Yaggy	Gas natural	Fuego y explosión por fuga subterránea de gas natural	2 muertos, destrucción de dos negocios y daños en 26 más, fuga de 5,600,000 m³ de gas natural, pérdidas económicas por multas e indenmizaciones	Evacuación de 250 personas
17	2001	Saskatchewan, Canadá	Caverna Fort-Saskatchewan	Etileno	Incendio con duración de 8 días por falla en la línea superficial de conexión de dos cavernas	Fuga de 14,500 m³ y afectaciones en el área de la planta	No hay información
18	2001	Louisiana, USA	Caverna Magnolia	Gas natural	Fuga de gas natural por fractura de tubería de revestimiento	Fuga de 1,000,00 m³ de gas natural	Evacuación de 30 personas
19	2004	Texas, USA	Caverna Moss Bluff	Gas natural	Fuego con flama de 300 metros de altura y explosión por corrosión en la línea de salmuera	Pérdidas millonarias	Evacuación de 1000 personas en una zona de 5 km

4.5.- Identificación de peligros, evaluación y análisis de riesgos.

4.5.1.- Análisis cualitativo de riesgos.

Descripción del proceso analizado:

La operación de la interconexión Shalapa al sistema de transporte de Gas LP Cactus-Venta de Carpio-Zapotlanejo, se realizará para incrementar la flexibilidad operativa y comercial del Gas LP aprovechando el almacenamiento subterráneo de la caverna salina, esto para mantener la operación del sistema de trasporte de Gas LP para evitar un desabasto nacional e incrementar el valor agregado.

PEMEX programará la inyección y extracción de la interconexión Shalapa cuidando mantener la operación continua del sistema de transporte de Gas LP, teniendo como limitantes el flujo mínimo en las estaciones de bombeo No. 3 a 6 de 120 MBD, en la estación de bombeo No. 7 de 105 MBD, esto dependerá de la distribución de las extracciones por lo que la gerencia de coordinación de

logística y la gerencia de operaciones analizará la factibilidad del transporte y según sea el caso la gerencia de coordinación logística aprobará el programa de transporte o solicitará la modificación de la distribución.

El control operativo del sistema de transporte por ducto de Gas LP, lo efectúa el centro de control principal de PEMEX Logística a través de los controladores, los cuales monitorean y controlan la operación del ducto las 24 horas de los 365 días del año, éstos sindicarán al personal operativo de cuarto de control Shalapa los flujos programados de recibo o inyección, así como las modificaciones que deban ejecutarse para mantener las condiciones operativas del Sistema de Transporte Cactus-Venta de Carpio – Zapotlanejo.

La caverna Shalapa está diseñada para el almacenamiento, recibo e inyección de Gas LP al sistema de transporte, la cual deberá contar con personal operativo las 24 horas de los 365 días del año y tendrán la función de mantener en forma segura las condiciones operativas de sus instalaciones, informando en forma constante al centro de control principal de PEMEX Logística las condiciones anormales que puedan afectar su recibo o inyección al sistema de transporte por ducto de Gas LP, además efectuar los movimientos necesarios para cumplir con los programas de recibo o inyección establecidos y ejecutar los cambios solicitados por el centro de control principal de PEMEX Logística.

Interconexión caverna shalapa al sistema de transporte de Gas LP Cactus – Venta de Carpio – Zapotlanejo.

La interconexión Shalapa al sistema de transporte está en el km 144+503 de la línea de 24"Ø Cactus – Venta de Carpio en el tramo Los Cocos – Coatzacoalcos, cuenta con dos trampas de diablos de 24 " Ø una para el recibo y otra para el envío, una línea regular de 24"Ø que interconecta las trampas de diablos, en esta línea regular se encuentra la válvula de seccionamiento XV101 de 24"Ø y dos disparos de 16"Ø hacia la estación LP, en donde se encuentra instalada la válvula troncal XV102 y la MOV132 y el disparo aguas abajo es para la inyección de Gas LP en donde se encuentra instalada la válvula troncal XV103 y la MOV133. Los transmisores de presión y los actuadores de las válvulas XV101, XV102 y XV103 están enlazados al Sistema SCADA de PEMEX para el monitoreo y control desde el centro de control principal de PEMEX Logística, así mismo se tienen enlazado para visualización los actuadores de las válvulas MOV132 y MOV133. Los transmisores de presión y los actuadores de las válvulas MOV132 y MOV133 están enlazados al DCS por ASSE del Cuarto de Control Shalapa para su monitoreo y control y tienen para visualización los actuadores de las válvulas XV101, XV102 y XV103.

El patín de recibo está diseñado para el recibo y medición de Gas LP hacia el almacenamiento subterráneo de la caverna salina en un rango operativo de 23 a 62 Kg/cm2 de presión y de 20 a 120

MBD de flujo.

El patín de inyección está diseñado para la inyección y medición de Gas LP al sistema de transporte de Gas LP Cactus – Venta de Carpio – Zapotlanejo que proviene del almacenamiento subterráneo de la caverna salina en un rango operativo de 23 a 62 kg/cm2 de presión y de 20 a 140 MBD de flujo.

Esta estación de medición de la interconexión Shalapa para inyección y extracción de Gas LP esta enlazada al Sistema SCADA de PEMEX para el monitoreo y control del sistema de transporte desde el centro de control principal de PEMEX Logística y está diseñada en cumplimiento de la normatividad vigente, cabe señalar que el Gas LP inyectado al sistema de transporte debe ser libre de agua y sales.

La caverna 206 de Shalapa está diseñada para recibir e inyectar Gas LP en estado líquido por medio de la interconexión al sistema de transporte de gas LP, teniendo una capacidad nominal de 1,800 barriles manteniendo un equilibrio entre la salmuera y el Gas LP para no colapsar la caverna.

Programa de extracción e inyección.

El programa de extracción de la interconexión Shalapa será acordado con la subgerencia de operaciones de PEMEX Logística, de acuerdo al programa de ventas solicitado por la subgerencia logística de PEMEX transformación industrial.

Los escenarios previstos para la operación de la inyección y extracción en la interconexión Shalapa son los siguientes:

1. El recibo en la caverna Shalapa se realizará cuando exista excedente de producto y podrá recibir de nuevo Pemex, cactus, terminal de almacenamiento y servicios portuarios (TASP) Pajaritos (producto frio y caliente) y de la descarga de los buque tanques.

   La caverna Shalapa recibirá Gas LP de acuerdo al programa establecido con el centro de control principal de PEMEX Logística, pero seguirá fluyendo Gas LP aguas abajo del punto de interconexión, en este escenario se tendrán abiertas la válvula de recibo hacia la caverna Shalapa y la válvula de seccionamiento y se mantendrá cerrada la válvula de inyección al ducto de transporte.

2. La inyección de la caverna Shalapa se realizará cuando se tengan programas altos de transporte al LPG ducto y no se cuente con producto disponible ya sea en nuevo Pemex, Cactus y la TASP Pajaritos.

   La Caverna Shalapa inyectará Gas LP de acuerdo al programa establecido con el centro de control principal de PEMEX Logística, pero seguirá fluyendo Gas LP aguas abajo del punto de

interconexión en este escenario se tendrá cerrada la válvula de recibo hacia la planta de almacenamiento y abiertas las válvulas de seccionamiento del ducto de trasporte y la válvula de inyección al ducto de transporte.

3. La inyección de la caverna Shalapa se realizará cuando exista una emergencia o falla en el ducto aguas arriba de la caverna Shalapa, en este escenario se tendrán cerradas las válvulas de la inyección de seccionamiento y de recibo de la caverna y abierta la válvula de la inyección. El flujo mínimo a inyectar será de 120 MBD. En caso de ser posible, la producción de nuevo Pemex y Cactus será recibida en la TASP Pajaritos.
4. El recibo en la caverna Shalapa se realizará cuando exista falla aguas debajo de la caverna , en este escenario se tendrán cerradas las válvulas de seccionamiento y la de inyección de la caverna shalapa y abierta la de recibo, por lo que se recibirá el producto de nuevo Pemex, Cactus y la TASP Pajaritos.
5. Cuando la caverna Shalapa no esté en operación, ni el recibo ni la inyección, se tendrán cerradas las válvulas de recibo y la de inyección de la caverna Shalapa y abierta la válvula de seccionamiento.

Los anteriores escenarios tendrán un rango de operación en el recibo de 30 MBD mínimo y de 120 MBD máximo.

El análisis de riesgo de proceso para el área de interconexión entre el LPG Ducto de 24" y las instalaciones superficiales del sistema de almacenamiento subterráneo de gas LP Shalapa, está integrado por una serie de metodologías cuyo objeto es identificar las principales desviaciones durante la operación de la instalación, los cuales son:

- Metodología HazOp
- Análisis ¿Qué pasa si?
- Jerarquización de Riesgos.

La descripción de cada una de las metodologías se da a continuación:

Análisis de peligros y operabilidad (HazOp).

El método HazOp, ("Hazard and Operability" Riesgo y Operabilidad) o análisis de riesgo y de operabilidad de los procesos, fue originalmente desarrollada por el Dr. Trevor Kletz en la compañía Imperial Chemical Industries "ICI Chemicals" de Inglaterra a mediados de los años 70 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.

El HazOp es una técnica de identificación de riesgos inductiva basada en la premisa de que los riesgos, los accidentes o los problemas de operabilidad, se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto a los parámetros normales de operación en un sistema dado y en una etapa determinada.

Esta metodología no sólo permite mejorar la seguridad de una instalación, sino que también sirve para poner de relieve los posibles problemas de diseño y/o de operatividad en una fase temprana del desarrollo del proyecto. También se emplea como herramienta eficaz para auditorías de seguridad o identificación de riesgos de una instalación existente, o para anticipar medidas de seguridad ante posibles cambios en un determinado proceso.

La técnica consiste en analizar las causas y las consecuencias de unas desviaciones establecidas sistemáticamente recurriendo a una lista de palabras guía que califican el tipo de desviación. Ejemplos de palabras guía que frecuentemente son utilizadas se mencionan en la tabla siguiente.

Tabla 33. Palabras guía más utilizadas en la metodología HaZop

Palabras guía	
No/Ninguna	Negación del intento de diseño
Más	Incremento cuantitativo
Menos	Decremento cuantitativo
Además de	Incremento cualitativo
Parte de	Decremento cualitativo
Inversa	Opuesto lógico del intento
Otro que	Sustitución completa

Para desarrollar un estudio de HazOp, se llevan a cabo sesiones en las cuales participa 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 los miembros del grupo multidisciplinario 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, el medio ambiente y las instalaciones durante la operación de las mismas.

La metodología consiste básicamente en diez pasos, que se citan a continuación:

1. Dividir el sistema en nodos de estudio.
2. Seleccionar un circuito o equipo (nodo).
3. Considerar la intención del diseño.
4. Aplicar las palabras guía. Ejemplos de palabras guía que frecuentemente son utilizadas se mencionan en la tabla 31.
6. Estudiar las desviaciones significativas de las principales variables que caracterizan el proceso (presión, temperatura, caudal, etc.), las cuales se establecen de forma sistemática recurriendo a una lista de palabras guía que califican el tipo de desviación.
7. Examinar las posibles causas.
8. Examinar las posibles consecuencias.
9. Identificar los problemas operacionales y posibles peligros, así como la respuesta automática del sistema ante la desviación y el tipo de señalización (acústica/visual) que puede permitir la detección de la anomalía.
10. Definir las acciones correctivas requeridas y emitir recomendaciones.
11. Verificar que las recomendaciones sean implantadas.

Las hojas de trabajo correspondiente a la aplicación de la metodología HAZOP para el área de interconexión entre el LPG Ducto de 24" y las Instalaciones superficiales del proyecto "Almacenamiento subterráneo de gas LP Shalapa", se muestran en el **Anexo B**.

Terminología utilizada en el estudio HAZOP.

En la ejecución de un estudio HAZOP se utilizan varios términos con significado especial:

Nodo: Sección de proceso o instalación sujeta a estudio que se aísla del resto para propósitos analíticos.

Parámetro: Es un aspecto del proceso que lo describe físicamente, químicamente o en términos que diga qué está sucediendo.

Intención de diseño: Rango de valores deseados o especificados por el diseñador sobre el comportamiento de una porción del sistema (incluye tanto las condiciones como las características de los elementos constituyentes de un sistema).

Palabra Guía: Palabra o frase que combinada con una variable o parámetro, expresa y define una desviación a partir de la intención de diseño.

Desviación: Condición que se aparta de la intención del diseño del sistema o proceso. Ejemplos: No + Flujo = No flujo; Más + Temperatura = Mayor Temperatura.

Causas: Son las razones o situaciones por las cuales las desviaciones pueden ocurrir. Dado que no todas las desviaciones posibles son relevantes, el equipo de trabajo debe identificar aquellas desviaciones que sean significativas. Ejemplos de causas son: falla de equipos, causas externas. Usualmente hay más de una causa por desviación.

Consecuencias: Son los resultados que pueden presentarse en caso de que ocurran las desviaciones (por ejemplo: una liberación de material tóxico). Note que las consecuencias de una desviación frecuentemente difieren para cada causa de la desviación.

Salvaguardas: Son los mecanismos y controles con los que cuenta la instalación para evitar o minimizar las consecuencias de cada desviación.

Recomendaciones: Son las acciones sugeridas por el equipo de trabajo HAZOP para prevenir o aminorar las consecuencias establecidas. Hay que hacer notar que habrá recomendaciones siempre que las salvaguardas sean insuficientes o poco confiables, así como también cuando se requiera mayor información o ejecución de estudios.

Los objetivos básicos del HAZOP son:

- Identificación de Peligros, donde se identifica las características de los materiales de la planta, proceso, equipo, procedimiento, etc., que puedan representar accidentes potenciales.
- Identificación de Problemas de Operabilidad, donde se identifica los problemas potenciales operativos, los cuales podrían ocasionar que se falle en alcanzar la productividad y metas de diseño.

Análisis ¿Qué pasa sí?

La metodología de análisis ¿Qué pasa sí? Tiene el enfoque de una lluvia de ideas en la cual el grupo multidisciplinario familiarizado con el proceso formula preguntas o manifiesta preocupaciones acerca

de posibles eventos indeseados.

Este análisis no es un proceso estructurado como algunas otras metodologías. En su lugar se adapta el concepto básico a la aplicación específica. De tal manera que se anima al grupo de evaluación de riesgos a pensar en preguntas que empiecen con "¿Qué pasa sí...?".

Las preguntas se formulan con base a la experiencia y aplicando los diagramas y descripciones de procesos existentes. Las preguntas pueden direccionarse a cualquier condición no normal relacionada con la planta, no solo componentes de falla o variaciones de proceso.

El propósito del análisis ¿Qué pasa sí? Es identificar peligros, situaciones peligrosas o eventos de accidentes específicos que pueden producir una consecuencia indeseable. Un grupo multidisciplinario y experimentado identifica las posibles situaciones de accidente, sus consecuencias y las medidas de seguridad existentes, entonces se sugieren alternativas de reducción de riesgos.

El método puede involucrar la revisión de posibles desviaciones del diseño, construcción, modificación o de operaciones. Esto requiere un entendimiento básico de la intención del proceso, junto con la habilidad de combinar mentalmente las posibles desviaciones del diseño que podrían resultar en un accidente.

En su forma más simple, la metodología del análisis ¿Qué pasa sí?, genera una lista de preguntas y respuestas acerca del proceso. Esto puede resultar además en una lista tabular de situaciones peligrosas (no categorizadas o con implicaciones cuantitativas para los escenarios de accidentes potenciales), sus consecuencias, medidas de seguridad y opciones posibles para la reducción de riesgo.

Un análisis ¿Qué pasa si?, generalmente revisa el proceso, empezando con la introducción del material alimentado y siguiendo el flujo hasta el final del proceso (o el límite definido por el alcance del análisis). Los análisis ¿Qué pasa si?, pueden centrarse en un tipo particular de consecuencia (seguridad personal, seguridad pública o seguridad ambiental). El resultado de este tipo de análisis generalmente direcciona a situaciones potenciales de accidente implicadas por las preguntas y temas propuestos por el equipo.

Se documentan las preguntas y las respuestas, incluyendo los peligros, consecuencias, medidas de seguridad y posibles soluciones para los temas importantes.

Después de que se ha definido el alcance de estudio el análisis ¿Qué pasa si?, consiste en los siguientes pasos.

1. Preparación para la revisión.
2. Ejecución de la revisión

Documentación de los resultados.

La información necesaria para este análisis incluye la descripción del proceso, diagramas de tubería e instrumentación, dibujos y procedimientos de operación. Es importante que toda la información esté disponible para el grupo multidisciplinario de análisis de riesgo, preferiblemente antes de las reuniones del grupo.

La última parte es la preparación de algunas preguntas preliminares para el análisis para las reuniones con el grupo multidisciplinario.

Las reuniones de revisión deben empezar con una explicación básica del proceso dado por el personal de la planta quienes tienen todo el conocimiento de la misma y de sus procesos. La presentación debe también describir las medidas de seguridad de la planta, equipo de seguridad y procedimientos de control de salud.

El proceso es revisado por los miembros del grupo quienes comentan las principales preocupaciones de seguridad. Sin embargo, el equipo puede no limitarse para preparar preguntas ¿Qué pasa si? En lugar de esto ellos pueden usar su experiencia combinada con la interacción de equipo para articular cualquier tema que ellos crean necesario para asegurar que la investigación es rigurosa.

La documentación del estudio es la clave para transformar los hallazgos del equipo en medidas de prevención, mitigación o reducción del peligro. Los resultados se presentan en una hoja de trabajo, además de una lista de sugerencias o recomendaciones para mejorar la seguridad del proceso de análisis basado en resultados tabulares de análisis ¿Qué pasa si?.

Las hojas de trabajo correspondiente a la aplicación de la metodología ¿Qué pasa si?, para el área de interconexión entre el LPG Ducto de 24" y las instalaciones superficiales del proyecto "Almacenamiento subterráneo de gas LP Shalapa", se muestran en el **Anexo C.**

Jerarquización de riesgos.

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

La técnica FRR es una técnica – semicuantitativa – simplificada de análisis de riesgos en los procesos, que utiliza los escenarios de accidentes potenciales ya identificados y evaluados para luego clasificarlos y jerarquizarlos. Se ha comprobado que esta técnica es una herramienta efectiva

para el análisis cuantitativo de riesgos en muchas instalaciones de la industria del petróleo y del gas; además, el uso apropiado de ésta permitirá disponer de sus recursos de manera efectiva en la prevención de los riesgos más importantes (v.gr. riesgos 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.

3. Desarrollar recomendaciones para reducir los riesgos.

4. 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 a su riesgo relativo, permitiéndole al analista concentrar su atención en los escenarios de mayor riesgo.

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

Tabla 34. Categorias de frecuencias

Clasificación	Categoría	Descripción de la freceucnia 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)

Tabla 35. Categoria de consecuencias

Categoria	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 pos bilidad de lesiones o daños físicos.	Se presentan fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora.	>500,000 a 5'000,000	>500,000 a 5'000,000
2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren primeros auxilios y/o atención médica.	Ruidos, olores e impacto visual que se pueden detectar fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía con	Fugas y/o derrames solamente perceptibles al interior de la instalación, el control es inmediato.	>50,000 a 500,000	>50,000 a 500,000

Categoria	Daños al personal	Efectos en la población	Impacto ambiental	Pérdida de producción (USD)	Daños a las instalaciones (USD)
		pos bilidades de evacuación.			
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 arr ba de los límites establecidos.	<50,000	<50,000

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.

En la figura 23 se muestra cada una de las matrices de las categorías de las consecuencias a evaluar.

Tabla 36. Lista de nodos HaZop

No.	Nodo	Descripción	Diagramas
1	101, 02, 103, 104, 105, 201, 202, 1301.	Trampa de diablos e interconexión con gasoducto de 24".	FR48-GM-GEN-PR-PID-11021
2	201, 202, 1201, 1301.	Estación de medición de gas L.P.	FR48-GM-GEN-PR-PID- 11022
3	201, 202, 301, 401, 701, 1201	Casa de bombas de inyección de LPG a cavernas	FR48-GM-GEN-PR-PID- 11023
4	301, 401, 801, 901, 1001, 1201.	Entrada LPG a caverna	FR48-GM-GEN-PR-PID- 11024
5	801, 901.	Depósito de salmuera.	FR48-GM-GEN-PR-PID- 11025
6	401, 501, 1201.	Estación de control de presión	FR48-GM-GEN-PR-PID- 11026
7	501, 601, 701, 801, 1201, 1401.	Deshidratación de gas L. P.	FR48-GM-GEN-PR-PID- 11027
8	1201.	Sistema de desfogue y quemador de campo	FR48-GM-GEN-PR-PID- 11031
9	1401.	Sistema de combustible LPG	FR48-GM-GEN-PR-PID- 11032
10	701, 1601.	Patín de gas combust ble.	FR48-GM-GEN-PR-PID- 11033
11	1501.	Casa de bombas contra incendio	FR48-GM-GEN-PR-PID- 11034
12	1501.	Red de agua contra incendio	FR48-GM-GEN-PR-PID- 11035
13	1001,1501.	Red de agua de servicio	FR48-GM-GEN-PR-PID- 11036

No.	Nodo	Descripción	Diagramas
14	1701.	Red de aire.	FR48-GM-GEN-PR-PID- 11037
15	601, 602, 603, 604.	Sección deshidratador	FR48-003-D06-0088 sheet 9
16	601, 603, 604.	Filtro separador de producto	FR48-003-D06-0088 sheet 10
17	603, 604, 605, 603.1	Sección acumulador de agua	FR48-003-D06-0088 sheet 11.
18	602, 603, 604, 605.	Sección de regeneración de calor	FR48-003-D06-0088 sheet 12
19	801.	Entrada LPG a caverna	FR48-GM-GEN-PR-PID-11024
20	1201.	Sistema de desfogue y quemador de campo.	FR48-GM-GEN-PR-PID-11031
21	1401.	Sistema de combustible LPG.	FR48-GM-GEN-PR-PID-11032
22	1701.	Red de aire.	FR48-GM-GEN-PR-PID-11037
23	1301.	Trampa de diablos e interconexión con gasoducto de 24"	FR48-GM-GEN-PR-PID-11021
24	1301.	Quemador de piso	FR48-052-D06-0033
25	1601.	Sistema de combustible LPG	FR48-GM-GEN-PR-PID-11032
26	1601.	Patín de gas combust ble	FR48-GM-GEN-PR-PID-11033
27	1601.	Patín de gas combust ble FR48-ME-05-04-00 Piping & instrumentation diagram	FR48-049-D06-0011

Tabla 37. Lista de nodos especificos del Hazop

Nodo	Descripción	Diagramas	Equipo
101	Tránsito de LPG sin flujo de entrada y salida de la estación.	FR48-GM-GEN-PR-PID-11021	TD-001/ TD-002
102	Recibo de LPG desde LPG ducto 24" PEMEX- Entrada de flujo a la estación.	FR48-GM-GEN-PR-PID-11021	TD-001/ TD-002
103	Entrega de LPG desde la estación a PEMEX LPG ducto 24"	FR48-GM-GEN-PR-PID-11021	TD-001/ TD-002
104	Recibo y tránsito de LPG desde el PLG ducto 24" PEMEX a la estación.	FR48-GM-GEN-PR-PID-11021	TD-001/ TD-002
105	Entrega y tránsito de LPG desde estación a LPG ducto 24" PEMEX.	FR48-GM-GEN-PR-PID-11021	TD-001/ TD-002
201	Recibo de LPG a través de patín de medición Coriolis.	FR48-EP-GEN-PR-PID-11021 FR48-EP-GEN-PR-PID-11022	FL-101 / FL-102 / MC-101 / MC-102.

Nodo	Descripción	Diagramas	Equipo
		FR48-EP-GEN-PR-PID-11023	
202	Entrega de LPG por el patín de medición Coriolis al PLG ducto 24".	FR48-EP-GEN-PR-PID-11021 FR48-EP-GEN-PR-PID-11022 FR48-EP-GEN-PR-PID-11023	MC-101 / MC-102 / FL-101 / FL-102
301	Sección de bombeo de LPG.	FR48-EP-GEN-PR-PID-11023	BA-201 / BA-202 / BA-203 / BA-204.
401	Patín regulador de presión RS700 (MOV-700, V709, V714, V715).	FR48-EP-GEN-PR-PID-11023 FR48-EP-GEN-PR-PID-11026.	--------
501	Separación de agua l bre.	FR48-EP-GEN-PR-PID-11026 FR48-EP-GEN-PR-PID-11027	TA-602
601	Paquete de deshidratación de gas LP.	FR48-EP-GEN-PR-PID-11027	SG-601
701	Línea de LPG deshidratado a cavernas.	FR48-EP-GEN-PR-PID-11023	----
801	Salmuera, salida de pozo hasta piletas de salmuera.	FR48-EP-GEN-PR-PID-11024 FR48-EP-GEN-PR-PID-11025	DG-501 / DG-502 / ESA-501A / ESA-501B / ESA 502A / ESA 502B
901	Salmuera, desde piletas hasta paquete de deshidratación.	FR48-EP-GEN-PR-PID-11024 FR48-EP-GEN-PR-PID-11025	ESA-501A / ESA- 501B / ESA 502A / ESA 502 B / BA- 501 / BA-502 / BA-503 / BA-510 / ESA-510.
1001	Descritalización de alta presión a la caverna.	FR48-EP-GEN-PR-PID-11024 FR48-EP-GEN-PR-PID-11036	BA-900.
1201	Sistema de desfogue y quemador de campo.	FR48-EP-GEN-PR-PID-11031	SP-401 / QG-401
1301	Quemador de la trampa de diablos.	FR48-EP-GEN-PR-PID-11021 FR48-EP-GEN-PR-PID-11022	QG-002.
1401	Sistema de gas combust ble.	FR48-EP-GEN-PR-PID-11032.	SC-751 / BR-751.
1501	Sistema contra incendio.	FR48-EP-GEN-PR-PID- 11034 FR48-EP-GEN-PR-PID- 11035 FR48-EP-GEN-PR-PID- 11036	TV-801 / TV-802 / BA-803 / BA-801 / BA-802.
1601	Acondicionamiento de LPG.	FR48-EP-GEN-PR-PID- 11033	CE-751 / FL-751.
1701	Aire de instrumentos.	FR48-EP-GEN-PR-PID- 11037	PA-300 / TA-301 / TA-302 / TA-500.
601	Adsorción	FR48-EP-GEN-PR-PID-11027	DD-601/DD- 602/DD-603, F/S- 601.

Nodo	Descripción	Diagramas	Equipo
		FR48-003-D06-0088 sheet 9, 10.	
602	Despresurización, primera etapa de regeneración	FR48-003-D06-0088 sheet 9, 12	DD-601/DD- 602/DD-603, TA- 601.
603	Calentamiento, segunda etapa de regeneración	FR48-003-D06-0088 sheet 9, 10, 11, 12	CF-601, DD- 601/DD-602/DD- 603, CO-601, TA- 601.
603.1	Tanque de gas y combustión de aire	FR48-003-D06-0088 sheet, 11	CF-601
604	Enfriamiento, tercera etapa de regenración	FR48-003-D06-0088 sheet 9, 10, 11, 12	DD-601/DD- 602/DD-603, CO- 601, TA-601.
605	Bomba de reciclaje de LPG	FR48-003-D06-0088 sheet 11, 12	TA-601, BA-601 A/B.
801	Salmuera, salida de pozo hasta piletas de salmuera.	FR48-EP-GEN-PR-PID-11024 FR48-EP-GEN-PR-PID-11025	DG-501 / DG-502 / ESA-501A / ESA-501B / ESA 502A / ESA 502B
1201	Sistema de desfogue y quemador de campo.	FR48-EP-GEN-PR-PID-11031	SP-401 / QG-401
1401	Sistema de gas combust ble.	FR48-EP-GEN-PR-PID-11032	SC-751 / BR-751.
1701	Aire de instrumentos.	FR48-EP-GEN-PR-PID-11037	PA-300 / TA-301 / TA-302 / TA-500.
1301	Quemador de la trampa de diablos.	FR48-GM-GEN-PR-PID-11021 FR48-052-D06-0033.	QG-002, TD-001, TD-002
1601	Acondicionamiento de LPG	FR48-GM-GEN-PR-PID-11032 FR48-GM-GEN-PR-PID-11033 FR48-049-D06-0011	SC-751, BR-751, CE-751, CE-752, FL-751

Tabla 38. Lista de Nodos ¿Qué pasa Sí?

No.	Nodo	Diagramas	Equipo
1	Operación de recibo de diablos.	FR48-GM-GEN-PR-PID-11021	TD-001/002, QG-002
2	Operación de envío de diablos.	FR48-GM-GEN-PR-PID-11021	TD-001/002, QG-002
3	Operación normal.	FR48-GM-GEN-PR-PID-11021	TD-001/002, QG-002

Tabla 39. Lista de desviaciones

Desviaciones
1.- Baja presión
2.- Alta presión
3.- Alto flujo
4.- Bajo flujo
5.- No flujo
6.- Alta temperatura

Las hojas de trabajo correspondientes a la aplicación de la metodologías HazOp y ¿Qué pasa si?, para el área de interconexión entre el LPG Ducto de 24" y las Instalaciones superficiales del proyecto "almacenamiento subterráneo de gas LP Shalapa", se muestran en los **Anexos B y C respectivamente.**

Nota 1: Es importante señalar que durante el desarrollo de los análisis HazOp y ¿Qué pasa si?, se considera que los materiales seleccionados para cada elemento del nodo es el correcto de acuerdo a la intención de diseño correspondiente, esto como resultado de la verificación de las especificaciones de materiales respecto al tipo de producto, las condiciones de presión, temperatura y ambientales, llevadas a cabo durante el proceso de revisión de los diagramas de tuberías e instrumentación según los procedimientos de calidad de diseño.

Resultados de la identificación y ponderación de los riesgos.

Una vez realizada la identificación de riesgos a través de la metodología de identificación HazOp y ¿Qué pasa si?, se procedió a realizar la jerarquización de riesgos conforme a los resultados obtenidos del HaZop. La ponderación de las desviaciones para cada una de las afectaciones:

- Daño al personal (DP),
- Daño a la población (DPo),
- Daño al ambiente (DA),
- Daño a la producción (DPd) y
- Daño a la instalación DI),

fueron realizadas por el grupo multidisciplinario de trabajo.

Tabla 40. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas daños al personal Hazop

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6	13					
	5		13				
	4	21			1		
	3	143	3				
	2		52	3			
	1		12				

Tabla 41. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas daños a la población Hazop

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6	14					
	5		13				
	4	22	1				
	3	138	5				
	2		53	2			
	1		13				

Tabla 42. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas daños al ambiente Hazop

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6	10		4			
	5		11	2			

	4	19	6				
	3	131	13				
	2		45	9			
	1			11			

Tabla 43. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas daños a la producción Hazop

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6	14					
	5		13				
	4	20	2				
	3	121	14			2	
	2		44	12			
	1	7				7	

Tabla 44. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas daños a la Instalación Hazop

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6	12		2			
	5		13				
	4	22	2				
	3	116	17				
	2		51	5			
	1			13			

Tabla 45. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas daños al personal ¿qué pasa sí?

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6						
	5						
	4	4					
	3	2	1				
	2		8				
	1		6				

Tabla 46. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas daños a la población ¿qué pasa sí?

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6						
	5						
	4	4					
	3	3					
	2		8				
	1		6				

Tabla 47. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas daños al ambiente ¿qué pasa sí?

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6						
	5						
	4	4					
	3	3					
	2		8				
	1		6				

Tabla 48. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas daños a la producción ¿qué pasa sí?

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6						
	5						
	4	4					
	3	3					
	2		8				
	1		6				

Tabla 49. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas daños a la instalación ¿qué pasa sí?

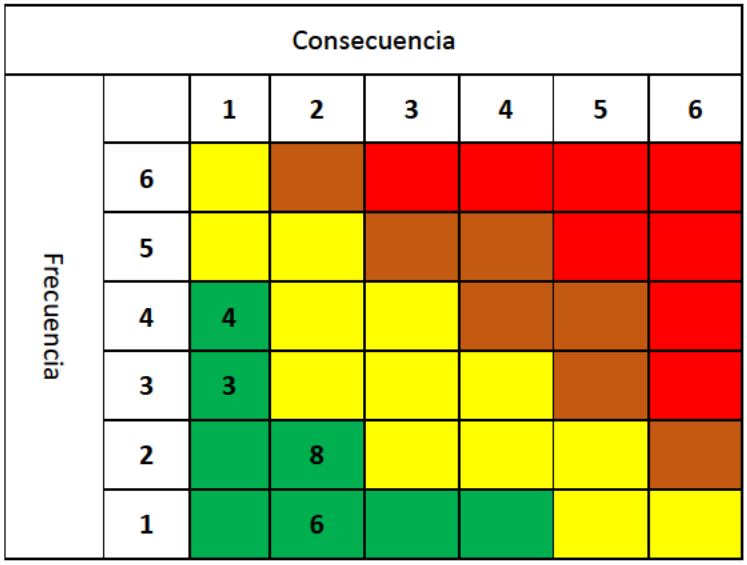


Tabla 50. Escenarios de riesgo identificados del HaZop

No.	Clave de escenario	Desripción del escenario	Nivel de riesgo					Identificación del Nodo o Sistema	Nombre de la instalación	Sustancia involucrada
			Dp	Dpo	DA	Dpd	DI			
1	103.4.2	Aumento de temperatura en el líquido entrampado en la tubería entre las válvulas MOV-002, MOV-101 y MOV-005.	C	C	A	C	C	103	ASSE	GLP
2	801.7.2	Cristalización en cualquier punto de la línea de descarga del desgasificador DG-501/DG-502 a la pileta de salmuera.	C	C	A	C	C	801	ASSE	GLP
3	901.7.1	Adición no controlada de agua de servicio a las piletas.	C	C	C	C	A	901	ASSE	GLP
4	901.7.2	Temporada de lluvia.	C	C	C	C	A	901	ASSE	GLP
5	901.8.1	Adición no controlada de agua de servicio a las piletas de salmuera	C	C	A	C	C	901	ASSE	GLP
6	301.4.2	Falla de la válvula MOV-202, en posicion abierta.	B	C	C	C	C	301	ASSE	GLP
7	901.8.2	Taponamiento de la tubería de descarga de uno de los desgasificadores DG-501/DG-502, enviando todo el flujo a un par de piletas.	C	C	B	C	C	901	ASSE	GLP
8	901.4.1	Rotura del tubo de la salmuera dentro de la caverna a la altura de la fase LPG	D	D	D	B	C	901	ASSE	GLP

No.	Clave de escenario	Desripción del escenario	Nivel de riesgo					Identificación del Nodo o Sistema	Nombre de la instalación	Sustancia involucrada
			Dp	Dpo	DA	Dpd	DI			
9	901.8.4	Falla de la válvula Check C523 en la descarga de la bomba BA-510.	C	C	B	C	C	901	ASSE	GLP
10	1201.4.1	Falla de alguna de las válvulas en los patines de regulación de presión (PV-710/PV-720; PV-215/PV-225).	C	C	C	B	C	1201	ASSE	GLP
11	1301.10.1	Lluvias torreciales.	C	C	B	C	C	1301	ASSE	GLP
12	501.3.2	Pérdida de nivel por falla en la hermeticidad al cierre de la válvula de nivel LV-620.	C	C	C	C	C	501	ASSE	GLP
13	601.1.2	Salida de flujo de bloque zero.	C	C	C	C	C	601	ASSE	GLP
14	601.7.3	Inicio de la adsorción mientras la torre aún esta caliente.	C	C	C	C	C	601	ASSE	GLP
15	602.1.1	Etapa de despresurización en el diseño original mientras se esta conectando un líquido de alta presión al tanque mientras el líquido del tanque se baja la presión.	C	C	C	C	C	602	ASSE	GLP
16	604.6.1	Envío de LPG líquido en la torre caliente a ún sobre flujo.	C	C	C	C	C	604	ASSE	GLP
17	605.4.2	Ruptura catastrófica entre el tanque TA-601 y las bombas 601 A/B.	C	C	C	C	C	605	ASSE	GLP
18	605.4.3	Ruptura catastrófica de la corriente de las bombas 601 A/B	C	C	C	C	C	605	ASSE	GLP
19	801.2.2	Cristalización en cualquier punto de la línea antes del desgasificador DG-501/DG-502.	C	C	C	C	C	801	ASSE	GLP
20	801.2.3	Cristalización del tubo de salmuera dentro del pozo.	C	C	C	C	C	801	ASSE	GLP
21	901.8.3	Fuga de salmuera en casa de bombas de salmuera.	C	C	C	C	C	901	ASSE	GLP
22	1001.2.2	Taponamiento de filtro en la bomba BA-900.	C	C	C	C	C	1001	ASSE	GLP
23	1301.1.1	Mala operación en el drenado de las trampas de diablos, error humano.	C	C	C	C	C	1301	ASSE	GLP
24	1301.5.2	Falla o paro en el suministro de gas combustible de la planta al quemador.	C	C	C	C	C	1301	ASSE	GLP
25	1401.5.1	Falla de la válvula check C 787,	C	C	C	C	C	1401	ASSE	GLP

No.	Clave de escenario	Desripción del escenario	Nivel de riesgo					Identificación del Nodo o Sistema	Nombre de la instalación	Sustancia involucrada
			Dp	Dpo	DA	Dpd	DI			
		permitiendo el paso de líquido.								
26	1501.7.1	Agua con sólidos en suspensión.	C	C	C	C	C	1501	ASSE	GLP
27	1501.7.3	Agua con PH ácido/alcalino.	C	C	C	C	C	1501	ASSE	GLP
28	201.1.1	Fuga en cualquier elemento del nodo.	C	C	C	C	D	201	ASSE	GLP
29	202.1.1	Fuga en cualquier elemento del nodo.	C	C	C	C	D	202	ASSE	GLP
30	1401.1.2	Mala operación cerrando cualquier válvula manual desde el tanque de combustible SC-751 hasta la válvula V 780 no enviando gas a pilotos de quemador elevado QG-401.	D	C	C	D	C	1401	ASSE	GLP
31	1401.1.3	Mala operación cerrando cualquier válvula manual desde el tanque de combustible SC-751 hasta la válvula V 782 no enviando gas a pilotos de quemador elevado QG-002 en la trampa de diablos.	D	C	C	D	C	1401	ASSE	GLP
32	101.1.1	Rotura catastrófica de la línea 24" antes de la válvula MOV-002.	D	D	C	C	D	101	ASSE	GLP
33	101.1.2	Rotura catastrófica de la línea 24" después de la MOV-002 .	D	D	C	C	D	101	ASSE	GLP
34	601.4.2	Error operacional mientras se cierran los secadores disecantes.	D	D	D	C	C	601	ASSE	GLP
35	603.3.4	Ruptura en el lado de los tubos del enfriador del aire CO-601.	D	D	C	C	D	603	ASSE	GLP
36	701.1.2	Rotura catastrófica en algún punto de la línea del nodo 701.	C	D	D	C	D	701	ASSE	GLP
37	801.7.1	Alto flujo a la entrada del desgasificador DG-501/DG-502.	D	D	C	C	D	801	ASSE	GLP
38	901.3.2	Rotura de tubería de polientileno HDPE entre la pileta y la succión de las bombas BA-501/BA-502/BA-503.	D	D	C	C	D	901	ASSE	GLP
39	901.5.3	Aplastamiento por derrumbe de la tubería de salmuera dentro de la caverna.	D	D	D	C	C	901	ASSE	GLP
40	1601.4.3	Falla en el calentador eléctrico CE-751.	D	D	C	C	D	1601	ASSE	GLP
41	201.7.1	Error Humano al no seguir el procedimiento.	C	D	D	D	D	201	ASSE	GLP

No.	Clave de escenario	Desripción del escenario	Nivel de riesgo					Identificación del Nodo o Sistema	Nombre de la instalación	Sustancia involucrada
			Dp	Dpo	DA	Dpd	Dl			
42	401.1.2	Rotura catastrófica en tubería de conexión al pozo.	D	D	D	C	D	401	ASSE	GLP
43	501.4.1	Falla en cualquier elemento de la válvula de regulación PV- 215/PV-225 abriendo repentinamente.	D	D	D	C	D	501	ASSE	GLP
44	601.3.1	Cristalización del sistema de salmuera.	D	D	D	C	D	601	ASSE	GLP
45	601.3.2	Falla de la válvula de control de flujo PV-215, PV-225.	D	D	D	C	D	601	ASSE	GLP
46	601.4.3	Falla al abrir alguna de las válvulas PSV-6x35, 6x36.	D	D	C	D	D	601	ASSE	GLP
47	601.5.2	Ruptura catastrófica dentro del sistema.	D	D	D	C	D	601	ASSE	GLP
48	601.6.2	Mal funcionamiento de la detección de penetración.	D	D	D	C	D	601	ASSE	GLP
49	601.7.2	Malfuncionamiento del condensador de aire (trabajando únicamente con un ventilador).	D	D	D	C	D	601	ASSE	GLP
50	603.1.5	Fuego externo.	D	D	D	C	D	603	ASSE	GLP
51	603.2.2	Ruptura catastrófica.	D	D	D	C	D	603	ASSE	GLP
52	603.6.1	Traspaso de las partículas disecantes hacia el circuito de regeneración.	D	D	D	D	C	603	ASSE	GLP
53	603.7.4	Malfuncionamiento del enfriador de aire CO-601 (ambos ventiladores no estan trabajando).	D	D	D	D	C	603	ASSE	GLP
54	603.1.1.2	Malfuncionamiento de un ventilador desde CF-601 por envío de menos aire hacia el quemador.	D	D	C	D	D	603	ASSE	GLP
55	603.1.2.1	Malfuncionamiento de un ventilador desde CF-601 por envío de más aire hacia el quemador.	D	D	C	D	D	603	ASSE	GLP
56	603.1.5.2	Apagar el ventilador durante la operación.	D	D	D	D	C	603	ASSE	GLP
57	604.1.3	Fuego externo.	D	D	D	C	D	604	ASSE	GLP
58	604.1.4	Cierre inesperado de alguna de las válvulas de control de apagado FV-6052.	D	D	C	D	D	604	ASSE	GLP
59	604.2.2	Ruptura catastrófica o pequeña fuga.	D	D	D	C	D	604	ASSE	GLP

No.	Clave de escenario	Desripción del escenario	Nivel de riesgo					Identificación del Nodo o Sistema	Nombre de la instalación	Sustancia involucrada
			Dp	Dpo	DA	Dpd	DI			
60	605.2.1	Error operacional por cierre de las válvulas V-6422 o V-6426 .	D	D	D	D	C	605	ASSE	GLP
61	605.2.3	Baja presión en el nodo 603 por mal funcionamiento de FV-6052.	D	D	D	D	C	605	ASSE	GLP
62	605.2.4	Insuficiente enfriamiento desde CO-601.	D	D	D	D	C	605	ASSE	GLP
63	605.3.1	Cierre de la válvula de descarga FV-6077.	D	D	D	D	C	605	ASSE	GLP
64	605.5.1	Alguna válvula cerrada de las bombas de descarga BA-601 A/B.	D	D	D	D	C	605	ASSE	GLP
65	605.7.1	Falla de cierre de la válvula de nivel LV-6071	D	D	D	D	C	605	ASSE	GLP
66	605.7.2	Error operacional al cerrar manualmente la válvula	D	D	D	D	C	605	ASSE	GLP
67	801.1.1	Sobrellenado de LPG en la caverna	D	D	D	C	D	801	ASSE	GLP
68	801.1.2	Rotura de la tubería del pozo.	D	D	D	C	D	801	ASSE	GLP
69	801.1.3	Operación no requerida de una bomba de salmuera BA- 501/BA-502/BA-503 cuando se esta extrayendo de pozo.	D	D	C	D	D	801	ASSE	GLP
70	801.3.2	Rotura catastrófica de línea de polietileno HDPE.	D	D	D	C	D	801	ASSE	GLP
71	1001.3.1	Rotura de la tubería en algún punto entre el pozo y el transmisor indicador de flujo FIT-900	D	D	C	D	D	1001	ASSE	GLP
72	1201.1.2	Apertura de PSV desde el paquete de deshidratación	D	D	C	D	D	1201	ASSE	GLP
73	1201.6.1	Alto flujo de gas al quemador elevado QG-401.	D	D	C	D	D	1201	ASSE	GLP
74	1401.1.1	Mala operación en cierre de cualquier valvula desde el Tanque SC 751 hasta la Valvula V 776 no enviando gas de barrido al quemador elevado.	D	D	D	D	C	1401	ASSE	GLP
75	1401.6.2	Mala operación cerrando la válvula manual a la succión de considerar la configuración del paro de la bomba BR-contratista la bomba BR-751.	D	D	D	C	D	1401	ASSE	GLP
76	1601.2.1	Baja demanda de gas combustible.	D	D	C	D	D	1601	ASSE	GLP

No.	Clave de escenario	Desripción del escenario	Nivel de riesgo					Identificación del Nodo o Sistema	Nombre de la instalación	Sustancia involucrada
			Dp	Dpo	DA	Dpd	DI			
77	1601.4.1	Falla de la válvula de control de presión PCV-757.	D	D	C	D	D	1601	ASSE	GLP
78	1601.6.3	Falla de la resitencia electrica en el sobrecalentador CE- 752.	D	D	D	D	C	1601	ASSE	GLP
79	1701.1.5	Pérdida de aire de instrumentos	D	D	C	D	D	1701	ASSE	GLP
80	101.3.2	Falla cerrando cualquiera de las válvulas MOV- 002/005/004.	D	D	D	D	D	101	ASSE	GLP
81	102.4.1	Aumento de flujo por parte de PEMEX.	D	D	D	D	D	102	ASSE	GLP
82	102.4.2	Mala operación cerrando la válvula manual HV-100.	D	D	D	D	D	102	ASSE	GLP
83	103.1.1	Rotura en la línea de entrega a PEMEX después de la considerar la comunicación continua y permanente DMIntegra / Cliente / Contratista MOV-004.	D	D	D	D	D	103	ASSE	GLP
84	103.1.2	Rotura en la línea de entrega a PEMEX antes de la MOV- 004.	D	D	D	D	D	103	ASSE	GLP
85	103.2.1	Mala operación, cerrando la válvula manual HV-103	D	D	D	D	D	103	ASSE	GLP
86	301.2.2	Falla en cualquier elemento del lazo de control FIT-200.	D	D	D	D	D	301	ASSE	GLP
87	301.5.1	Falla de la válvula PV-215/PV-225 durante el rec bo de Considerar se habilite el cierre de la válvula VBE-201 al Contratista LPG. (Loop de Control)	D	D	D	D	D	301	ASSE	GLP
88	301.5.2	Falla de cierre total en la válvula MOV-200, durante la expedición del LPG al ducto de PEMEX.	D	D	D	D	D	301	ASSE	GLP
89	301.5.3	Mala operación abriendo la válvula V-263 en el by pass de las válvulas de presión (PV-215/PV-225), durante el recibo de LPG.	D	D	D	D	D	301	ASSE	GLP
90	301.5.4	Falla en la integridad del sello de la válvula MOV-200, durante la expedición de LPG.	D	D	D	D	D	301	ASSE	GLP
91	501.1.2	Mala operación abriendo el by pass del patín regulador de presión PV-710/PV-720.	D	D	D	D	D	501	ASSE	GLP

No.	Clave de escenario	Desripción del escenario	Nivel de riesgo					Identificación del Nodo o Sistema	Nombre de la instalación	Sustancia involucrada
			Dp	Dpo	DA	Dpd	DI			
92	501.1.3	Cierre de cualquier válvula aguas a bajo del nodo 501.	D	D	D	D	D	501	ASSE	GLP
93	501.2.1	Falla en cualquier elemento del loop LIC-620 del tanque separador de agua libre TA-602.	D	D	D	D	D	501	ASSE	GLP
94	501.2.3	Cierre inesperado de la válvula VBE-601.	D	D	D	D	D	501	ASSE	GLP
95	501.3.1	Falla en cualquier elemento del lazo de control de Nivel LIT-620 del tanque separador de agua libre TA-602.	D	D	D	D	D	501	ASSE	GLP
96	501.6.1	Saturación de los cartuchos en tanque separador de agua libre TA 602 produciendo alta presión diferencial.	D	D	D	D	D	501	ASSE	GLP
97	501.8.1	Falla en cualquier elemento del lazo de control LIT-621.	D	D	D	D	D	501	ASSE	GLP
98	601.1.1	Falla del controlador de presión aguas arriba PV-710, PV-720.	D	D	D	D	D	601	ASSE	GLP
99	603.1.1	Mal funcionamiento de válvula de control de presión FV-6052.	D	D	D	D	D	603	ASSE	GLP
100	603.1.2	Cierre de alguna de las válvulas del calentar CF-601 aguas abajo.	D	D	D	D	D	603	ASSE	GLP
101	603.1.4	Paro de las bombas de reciclaje BA-601 A/B.	D	D	D	D	D	603	ASSE	GLP
102	603.1.6	Desconexión inesperada entre la producción y regenración.	D	D	D	D	D	603	ASSE	GLP
103	603.3.1	Malfuncionamiento de las bombas de la válvula de control de flujo FV-6077.	D	D	D	D	D	603	ASSE	GLP
104	603.3.2	Fuga por corrosión en la bobina del calentador CF-601.	D	D	D	D	D	603	ASSE	GLP
105	603.4.2	Mal funcionamiento de la bomba de control de flujo FV-6077.	D	D	D	D	D	603	ASSE	GLP
106	603.7.2	Mal funcionamiento del control de temperatura del calentador.	D	D	D	D	D	603	ASSE	GLP
107	603.7.3	Cierre de las válvulas de seguridad VBE-6015, VBE-6014. .	D	D	D	D	D	603	ASSE	GLP
108	603.8.1	Mal funcionamiento del calentador CF-601.	D	D	D	D	D	603	ASSE	GLP

No.	Clave de escenario	Desripción del escenario	Nivel de riesgo					Identificación del Nodo o Sistema	Nombre de la instalación	Sustancia involucrada
			Dp	Dpo	DA	Dpd	DI			
109	603.8.4	Purga de la XV-6013.	D	D	D	D	D	603	ASSE	GLP
110	603.1.1.1	Cierre del ventilador desde el calentador CF-601 .	D	D	D	D	D	603	ASSE	GLP
111	603.1.2.1	Mal funcionamiento de la válvula de control de presión FV-6052.	D	D	D	D	D	603	ASSE	GLP
112	604.1.2	Paro de las bombas de reciclaje de LPG BA-601 A/B.	D	D	D	D	D	604	ASSE	GLP
113	605.1.1	Cierre de la válvula de descarga FV-6077.	D	D	D	D	D	605	ASSE	GLP
114	605.2.2	Colador tapado en las bombas BA-601 A/B.	D	D	D	D	D	605	ASSE	GLP
115	605.4.1	Mal funcionamiento de la válvula de control FV-6052.	D	D	D	D	D	605	ASSE	GLP
116	605.5.2	Falla de la bomba BA-601 A o B.	D	D	D	D	D	605	ASSE	GLP
117	801.1.4	Incremento del flujo de LPG inyectado a la caverna.	D	D	D	D	D	801	ASSE	GLP
118	801.4.3	Pérdida de sello líquido en el paquete de deshidratación Consider closing VBE-6073 upon PSHH-507 (PIT-507). Contratista TA- 601.	D	D	D	D	D	801	ASSE	GLP
119	801.9.1	Mala operación abriendo alguna purga en la línea de salmuera.	D	D	D	D	D	801	ASSE	GLP
120	901.1.1	Cristalización en cualquier punto de la línea de succión de las bombas BA-501/BA-502/BA-503.	D	D	D	D	D	901	ASSE	GLP
121	901.1.4	Cristalización en la línea de recirculación de la bombas BA-501/BA-502/BA-503.	D	D	D	D	D	901	ASSE	GLP
122	901.3.1	Mala operación abriendo la válvula MOV-504 en el momento de estar bombeando hacia el pozo.	D	D	D	D	D	901	ASSE	GLP
123	901.9.1	Daño Físico por golpe mecánico en la geomembrana.	D	D	D	D	D	901	ASSE	GLP
124	1001.2.1	Mala operación de cualquier válvula de purga (en abierto).	D	D	D	D	D	1001	ASSE	GLP
125	1201.5.1	Alto flujo de desfogue líquido.	D	D	D	D	D	1201	ASSE	GLP

No.	Clave de escenario	Desripción del escenario	Nivel de riesgo					Identificación del Nodo o Sistema	Nombre de la instalación	Sustancia involucrada
			Dp	Dpo	DA	Dpd	DI			
126	1301.5.1	Taponamiento del filtro que se encuentra en la boquilla de entrada del quemador (Ver Plano FR48-052-D02-0026).	D	D	D	D	D	1301	ASSE	GLP
127	1301.5.3	Taponamiento de cualquiera de los filtros ST-0010/ST- 0011.	D	D	D	D	D	1301	ASSE	GLP
128	1301.5.4	Mala operación cerrando cualquiera de las válvulas manuales del circuito de gas combustible a pliotos del quemador.	D	D	D	D	D	1301	ASSE	GLP
129	1301.8.2	Corrosión localizada en el tubo del sello hidráulico.	D	D	D	D	D	1301	ASSE	GLP
130	1401.1.4	Mala operación cerrando cualquier válvula manual desde el tanque de combustible SC-751 hasta la válvula V 783 no enviando gas a pilotos de desgasificador de salmuera DG- 501/DG-502.	D	D	D	D	D	1401	ASSE	GLP
131	1401.1.5	Apagado de la alimentación del calentador por cierre de válvulas VBE-752, XV-787	D	D	D	D	D	1401	ASSE	GLP
132	1401.1.6	Apagado de la bomba BR-751.	D	D	D	D	D	1401	ASSE	GLP
133	1401.1.7	Mal funcionamiento del calentador CE-751.	D	D	D	D	D	1401	ASSE	GLP
134	1401.2.3	Mal funcionamiento de válvula de control TV-6005.	D	D	D	D	D	1401	ASSE	GLP
135	1401.3.1	Mal funcionamiento de la válvula de controlmde nivel en CE-751 LV-790 A/B.	D	D	D	D	D	1401	ASSE	GLP
136	1501.1.1	Mala operación cerrando cualquier válvula manual de 10" a la entrada del tanque TV-801/TV-802.	D	D	D	D	D	1501	ASSE	GLP
137	1501.1.2	Mala operación cerrando cualquier válvula manual de 20" a la salida del tanque TV-801/TV-802 o en la succión de las bombas BA-801/BA-802.	D	D	D	D	D	1501	ASSE	GLP
138	1501.1.4	Mala operación cerrando cualquier válvula manual en la descarga de las bombas o el cabezal de la red contra incendio.	D	D	D	D	D	1501	ASSE	GLP
139	1501.3.1	Rotura catastrófica del cabezal de succión de las bombas. Considerar instalar una protección en el diseño civil de contratista contraincendio BA-801/BA-	D	D	D	D	D	1501	ASSE	GLP

No.	Clave de escenario	Desripción del escenario	Nivel de riesgo					Identificación del Nodo o Sistema	Nombre de la instalación	Sustancia involucrada
			Dp	Dpo	DA	Dpd	DI			
		802.								
140	1501.8.1	Falla de válvula operada con flotador.	D	D	D	D	D	1501	ASSE	GLP
141	1601.1.3	Rotura de la línea entre la zona de trampas de diablos y la zona de proceso por maquinaria pesada.	D	D	D	D	D	1601	ASSE	GLP
142	1601.10.1	Recibo de gas suministrado por pipa, con alto contenido de humedad.	D	D	D	D	D	1601	ASSE	GLP

Tabla 51. Escenarios de riesgo identificados de ¿Qué pasa sí?

No.	Clave de escenario	Desripción del escenario	Nivel de riesgo					Identificación del Nodo o Sistema	Nombre de la instalación	Sustancia involucrada
			Dp	Dpo	DA	Dpd	DI			
1	3.1	Los detectores de mezclas explosivas quedan inhibidos después de la operación de la corrida de diablos.	D	D	C	D	D	3	ASSE	GLP
2	1.1	Falla el empaque de la charnela de la cubeta.	D	D	D	D	D	1	ASSE	GLP
3	1.2	Fallan las juntas union bridadas en válvulas y accesorios roscados.	D	D	D	D	D	1	ASSE	GLP
4	1.3	Se realiza la maniobra de apertura de la charnela con la cubeta presionada.	D	D	D	D	D	1	ASSE	GLP
5	1.4	Durante el recibo del diablo, se realiza una mala secuencia en la operación de las válvulas de la trampa. Dejando abierta la V-013.	D	D	D	D	D	1	ASSE	GLP
6	1.5	Se presenta un incendio ajeno a la operación de recibo.	D	D	D	D	D	1	ASSE	GLP
7	1.6	Durante el recibo del diablo, se realiza una mala secuencia en la operación de las válvulas de la trampa. Dejando cerrada la HV-002.	D	D	D	D	D	1	ASSE	GLP
8	1.7	Durante el recibo del diablo, se realiza una mala secuencia en la operación de las válvulas de la trampa. No cerrando la XV-104.	D	D	D	D	D	1	ASSE	GLP
9	1.8	Durante el recibo del diablo, se realiza una mala secuencia en la operacion de las válvulas de la trampa. Abriendo el venteo sin cerrar la válvula HV-002.	D	D	D	D	D	1	ASSE	GLP

No.	Clave de escenario	Desripción del escenario	Nivel de riesgo					Identificación del Nodo o Sistema	Nombre de la instalación	Sustancia involucrada
			Dp	Dpo	DA	Dpd	DI			
10	1.9	Durante el recibo del diablo, se realiza una mala secuencia en la operación de las válvulas de la trampa. Enviando producto al desfogue sin encender el quemador, o que se apague.	D	D	D	D	D	1	ASSE	GLP
11	2.1	Falla el empaque de la charnela de la cubeta.	D	D	D	D	D	2	ASSE	GLP
12	2.2	Fallan las juntas union bridadas en válvulas y accesorios roscados.	D	D	D	D	D	2	ASSE	GLP
13	2.3	Se realiza la maniobra de apertura de la charnela con la cubeta presionada.	D	D	D	D	D	2	ASSE	GLP
14	2.4	Durante el envío del diablo, se realiza una mala secuencia en la operacion de las válvulas de la trampa. Dejando cerrada la V-014 y cerrando la XV-105	D	D	D	D	D	2	ASSE	GLP
15	2.5	Se presenta un incendio ajeno a la operación de envío.	D	D	D	D	D	2	ASSE	GLP
16	2.6	Durante el envío del diablo, se realiza una mala secuencia en la operación de las válvulas de la trampa. Dejando cerrada la HV-003.	D	D	D	D	D	2	ASSE	GLP
17	2.7	Durante el envío del diablo, se realiza una mala secuencia en la operación de las válvulas de la trampa. No cerrando la XV-105.	D	D	D	D	D	2	ASSE	GLP
18	2.8	Durante el envío del diablo, se realiza una mala secuencia en la operación de las válvulas de la trampa. Dejando parcialmente abierta la HV- 003.	D	D	D	D	D	2	ASSE	GLP
19	3.2	Cubeta se deja cargada.	D	D	D	D	D	3	ASSE	GLP
20	3.3	Pérdida de contension por corrosión externa en cualquier punto de la trampa de diablos.	D	D	D	D	D	3	ASSE	GLP

Hipotesis de escenarios.

Para expandir la utilidad del estudio y apoyándonos en el procedimiento "Criterios Técnicos para simular Escenarios de Riesgo por Fugas y Derrames de Sustancias Peligrosas, en Instalaciones de Petróleos Mexicanos", se identificaron:

- Cuatro eventos más probables;

- Un evento alterno y
- Dos peores casos en el estudio.

Identificados en el HazOp de almacenamiento de gas LPG en SHALAPA (FR48-201-M04-0002) y el HAZID de almacenamiento de gas LPG en SHALAPA (FR48-208-M04-0003).

Por definición un "peor caso", corresponde a la liberación accidental del mayor inventario del material o sustancia peligrosa contenida en un recipiente, línea de proceso o ducto, la cual resulta en la mayor distancia hasta alcanzar los límites de toxicidad, sobrepresión o radiación térmica, de acuerdo a los criterios para definir las zonas intermedias de salvaguarda entorno de la instalación.

Para identificar los peores casos no se requiere de un análisis de riesgos formal, ni conocer las causas que pudieran provocarlo ni su probabilidad de ocurrencia, simplemente consideramos que este sucede.

Para el sistema de almacenamiento subterráneo de LPG en Shalapa, se establecen 7 escenarios que en caso de ocurrir representarían las mayores áreas de afectación dentro y fuera de las instalaciones, dichas hipótesis se listan en la tabla siguiente.

Tabla 52. Hipotésis seleccionadas

No.	Clave de la hipotésis planteada	Tipo	Descripción del escenario	Procedencia del escenario	Número evento	Sustancia
1	AC-SHALAPA-01	Caso Más Probable (CMP)	Fuga de LPG en la unión bridada de la línea de 24" que entrega de la caverna a PEMEX LPG ducto.	Hazop de almacenamiento subterráneo de gas LPG en SHALAPA FR48-201-M04-0002.	301.4.2 flujo inverso	LPG
2	AC-SHALAPA-02	Caso Más Probable (CMP)	Fuga de LPG en la unión bridada en la descarga de la bomba BA-201.	Hazop de almacenamiento subterráneo de gas LPG en SHALAPA FR48-201-M04-0002.	301.4.2 flujo inverso	LPG
3	AC-SHALAPA-03	Caso Más Probable (CMP)	Fuga de LPG en el área de piletas de salmuera.	Hazop de almacenamiento subterráneo de gas LPG en SHALAPA FR48-201-M04-0002	901.4.1 flujo inverso	LPG
4	AC-SHALAPA-04	Caso Más Probable (CMP)	Fuga de LPG en la Cubeta de la trampa de diablos por poro de corrosión.	Hazid de almacenamiento subterráneo de gas LPG en SHALAPA FR48-208-M04-0003	Apartado 1.3 aspectos ambientales causa alta humedad en el ambiente	LPG
5	AC-SHALAPA-05	Caso Alterno (Ca)	Fuga de LPG en el patín de medición por poro de corrosión.	Hazid de almacenamiento subterráneo de gas LPG en SHALAPA FR48-208-M04-0003	Apartado 1.3 aspectos ambientales causa alta humedad en el	LPG

No.	Clave de la hipotésis planteada	Tipo	Descripción del escenario	Procedencia del escenario	Número evento	Sustancia
					ambiente	
6	AC-SHALAPA-06	Peor Caso (PC)	Ruptura catastrófica de la línea de 16" del patín de medición	Hazid de almacenamiento subterráneo de gas LPG en SHALAPA FR48-208-M04-0003	Apartado 1.3 aspectos ambientales causa falla geológica.	LPG
				Hazop de almacenamiento subterráneo de gas LPG en SHALAPA FR48-201-M04-0002	Escenario 401.1.2 ruptura catastrófica	
7	AC-SHALAPA-07	Peor Caso (PC)	Ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna.	Hazid de almacenamiento subterráneo de gas LPG en SHALAPA FR48-208-M04-0003.	Apartado 1.13 Coordinación de Trabajos entre las diferentes empresas en la misma área causa: falta de comunicación	LPG
				Hazop de almacenamiento subterráneo de gas LPG en SHALAPA FR48-201-M04-0002	Escenario 101.1.1 ruptura catastrófica	

4.5.2.- Análisis cuantitativo de Riesgo.

4.5.2.1.- Análisis detallado de frecuencias.

Metodología árbol de fallas.

El análisis de árbol de fallas es una técnica deductiva enfocada en un accidente o en la falla de un sistema importante, y su función es determinar las causas del evento.

El árbol de fallas es un método gráfico que muestra tanto las fallas en equipo como errores humanos que pueden ocurrir en la falla del sistema de interés.

Este análisis calcula la frecuencia y/o la probabilidad de ocurrencia de un suceso culminante de aquí que sea una de las herramientas más útiles cuando se desea cuantificar riesgos.

Como método de análisis de riesgos es de los más estructurados y puede aplicarse a un solo sistema o a sistemas interconectados. La técnica supone que un suceso no deseado (un accidente o una desviación peligrosa cualquier tipo) ya ha ocurrido, y busca las causas del mismo y la cadena de sucesos que puede hacer que tenga lugar.

Puede ser un complemento de otras técnicas de análisis de riesgos, como ya se mencionó, para

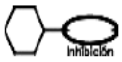
analizar un evento con alto grado de riesgo encontrados con otras técnicas como el HazOp.

El análisis de árbol de fallas descompone un accidente en sus elementos contribuyentes, ya sean estas fallas humanas, de equipos de planta o sucesos externos, etc.

El resultado es una representación lógica en la que aparecen cadenas de sucesos capaces de generar el suceso culminante que ocupa la cúspide de árbol de fallas.

Para la representación lógica se utiliza la simbología que se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 53. Simbología Utilizada por el análisis de árbol de fallas

Símbolo	Aplicación
	Sucesos intermedios: Resultan de la interacción de otro suceso, que a su vez se desarrollan mediante puertas lógicas.
	Sucesos Básicos: Constituyen la base de la base de la raíz del árbol. No necesitan desarrollo posterior en otros sucesos.
	Sucesos no desarrollados: No son sucesos básicos y podrían desarrollarse más, pero el desarrollo no se considera necesario o no se dispone de la suficiente información
	Puerta "O" representan la operación lógica que requiere la ocurrencia de uno o más sucesos de entrada para producir el proceso de salida.
	Puerta "Y" representan la operación lógica que requiere la ocurrencia de todos los signos de entrada para producir el proceso de salida
	Puerta inh bición: representa la operación lógica que requiere la ocurrencia del suceso de entrada y la satisfacción de una condición de inhibición
	Condición externa: se utiliza para indicar la condición o un suceso que existe como parte del escenario en que se desarrollo el árbol de fallas.
	Transferencia: se utilizan para continuar el desarrollo del árbol de fallas en otra parte (por ejemplo, en otra página por falta de espacio).

Antes de empezar a construir el árbol de fallas es importante tener un amplio conocimiento del funcionamiento del sistema. Para esto deberá recopilar y entender la información relacionada con este sistema. La metodología empleada en la elaboración de un análisis de árbol de fallas es la siguiente:

a) Identificar la falla del sistema (evento culminante ó TOP) que va a sea analizada y ubicarla en la parte alta árbol.

b) Proceder al próximo nivel del sistema que llamaremos subsistema e identificar las fallas del subsistema que podrían conducir a la falla del sistema.

c) Determinar la relación lógica entre las fallas del subsistema que son requeridas para producir la falla del sistema. Puede ser el resultado de la combinación de fallas o la ocurrencia de cualquiera de las fallas identificadas.

d) Usar la estructura lógica de puertas "Y" u "O" para mostrar la relación de fallas del subsistema producen la falla del sistema. La "Y" significa que las frecuencias o probabilidades deben se multiplicadas y la "O" significa que estas deben ser sumadas.

e) Proceder al próximo nivel más bajo del sistema y repetir los pasos del 2 al 4 hasta que se hayan identificado todas las fallas del nivel de componentes.

f) Iniciar con datos de frecuencia o probabilidad de fallas en el nivel de componentes, calcular la frecuencia o probabilidad de las fallas descritas en el nivel ubicado arriba del nivel de componentes usando las puertas "Y" u "O".

g) Continuar la estructura lógica indicada por las puertas "Y" u "O" en el árbol de fallas hasta que la probabilidad de la falla del sistema o evento culminante ha sido calculada.

Se tienen definidos 4 diferentes índices de importancia de la confiabilidad de un componente que permiten conocer la importancia del componente en el árbol de fallas, a continuación se describen cada uno de ellos:

Índice Birnbaum.

El índice de importancia Brinbaum del componente i al tiempo t se define como:

$I^B (i/t) = \partial q_0 (t) / \partial q_1 (t)$ …….(Ecuación 1).

El cuál nos indica como varía la no disponibilidad del sistema con respecto a la variación de la no disponibilidad de cada componente i en el tiempo t.

Índice Fussell-Vesely:

El índice de importancia de Fuseell-Vesely I^{FV} (i/t) es la probabilidad que al menos un corte mínimo contenga el componente i que falla en el tiempo t, dado que el sistema falla al tiempo t.

$I^{FV} (i/t) = \sum_{j=0}^{mj} Q_j^i (t) / Q_0 (t)$ ……..(Ecuación 2)

Importancia Crítica

El índice de importancia crítica I^{CR} (i/t) s la probabilidad que el componente i es el crítico para el sistema y el cual falla al tiempo t, dado que el sistema falla al tiempo t.

$I^{CR} (i/t) = I^B (i/t) q_1 (t) / Q_0 (t)$ ……(Ecuación 3)

En otras palabras, I^{CR} (i/t) es la probabilidad de que el componente i, causo la falla del sistema, dado que el sistema falla al tiempo t.

Medida de la Mejora Potencial.

La mejora potencial con respecto al componente i al tiempo t es definida como:

I^{IP} (i/t) = I^{CR} (i/t) Q_0 (t) …….(Ecuación 4)

En sistemas en serie, la mejora potencial en la confiabilidad del sistema es mayor para el componente con menor confiabilidad.

La selección de escenarios para el desarrollo de la Metodología de árbol de fallas es seleccionando las mismas Hipótesis generadas para la evaluación de consecuencias, de tal manera que se tengan las consecuencias y la probabilidad de cada hipótesis seleccionadas.

En el **Anexo "D"**, se muestran los árboles de fallas y la solución matemática de los mismos. Los valores de tasas de falla se muestran a continuación en la tabla.

Tabla 54. Probabilidades de falla utilizadas para las Hipótesis desarrolladas

Descripción	Tasa de falla (año)	Referencia	Observaciones
Hipotesis H1 : Fuga de gas LPG en la unión bridada de la línea de 24" que entrega de lacaverna a PEMEX LPG ducto			
Falla de bridas.	9.13 E-09	Reliability Technology, UkAEA	Falla de uniones en bridas (metal-metal) .
Falla de empaques de la unión bridada.	2.70 E-07	Reliability Technology, UkAEA	Falla de empaques de bridas.
Falla de espárragos material de los.	2.00 E-05	Reliability Technology, UkAEA	Reliability Technology, UkAEA.
Uso de materiales inadecuados en la reparación.	3.00 E-02	Trevor A. Kletz, An Engineer's View of Human Error	Error por omisión, no contar con el refaccionamiento adecuado en almacén.
Error humano en el armado del equipo.	3.00 E-02	Trevor A. Kletz, An Engineer's View of Human Error	Error por omisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
Error humano en el alineamiento de alguna válvula manual en la descarga del equipo.	1.00E-03	Trevor A. Kletz, An Engineer's View of Human Error	Error por omisión, al no realizar una tarea previamente programada.
Falla del control de presión PIC mandando a cierre total la PV de la salida de gases.	3.42E-03	Reliability Guidlines instrumenty	Falla de un control neumático de presión en demanda de uso.
Selección inadecuada del controlador de presión desde diseño.	3.00 E-02	Trevor A. Kletz, An Engineer's View of Human Error	Error por omisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
Hipótesis H2 : Fuga de gas LPG en la unión bridada en la descarga de la bomba BA-201			
Diseño inadecuado del control de flujo FIC-200 para recircular las bombas.	1.00E-02	Trevor A. Kletz An Engineer's View of Human Error	Error por omisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
Error Humano en el posicionamiento de alguna válvula manual a la descarga.	1.00E-02	Trevor A. Kletz, An Engineer's View of Human Error	Error por omisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
Falla de paro de emergencia de la instalación (No se lleva a cabo la lógica de paro).	1.24E-02	OREDA 2009 página 481	falla critica de un control de paro por emergencia al no realizar la lógica de protección. (PFD baja).
Falla de control de presión de PIC-710 o PIC-720.	3.42 E-03	Reliability Technology, UkAEA	Falla de señal orden lógico de lazo de presión y un lazo de presión.

Descripción	Tasa de falla (año)	Referencia	Observaciones
Falla de la palometa de la válvula Check en la descarga de la bomba BA-201.	6.50 E-06	Reliability Technology, UkAEA	Falla de la palometa de la válvula.
Falla de bridas.	9.13 E-09	Reliability Technology, UkAEA	Falla de uniones en bridas (metal-metal).
Falla de empaques de la unión bridada.	2.70 E-07	Reliability Technology, UkAEA	Falla de bridas empaques.
Falla de material de los espárragos.	2.00 E-05	Reliability Technology, UkAEA	Falla de material de espárragos de bridas.
Uso de materiales inadecuados en la reparación.	3.00 E-02	Trevor A. Kletz. An Engineer's View of Human Error	Error por omisión, no contar con el refaccionamiento adecuado en almacén.
Error humano en el armado del equipo.	3.00 E-02	Trevor A. Kletz. An Engineer's View of Human Error	Error por omisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
Hipótesis H3 : Fuga de gas LPG en el área de piletas de salmuera.			
Falla del desgasificador DG-501 provocando arrastres de LPG a piletas.	1.00 E-03	Datos obtenidos de hazop de la planta.	Arrastres de gases a las piletas de salmuera.
Falta de inspecciones de seguridad.	3.70 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar una tarea previamente programada.
Hipótesis H4 : Fuga de gas LPG en la Cubeta de la trampa de diablos por poro de corrosión.			
Falta de programas de integridad mecánica del equipo.	1.00E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error humano al no realizar las pruebas necesarias para revisar la integridad mecánica de las uniones roscadas de los equipos de la planta.
Falta de aplicación de recubrimientos anticorrosivos.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar una tarea previamente programada.
Falta de inspecciones de seguridad.	3.70 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar una tarea previamente programada.
Medio ambiente laboral extremo.	1.00 E-02	Datos obtenidos del hazop de la planta	Condiciones del centro de trabajo donde se lleva a cabo el estudio.
Fragilización de materiales por arrastres de impurezas en el gas	1.14 E-04	Calculo de la Probabilidad de Falla sobre demanda de un evento sobre el	PFD de un 1 evento probable tomando en cuenta 365 días de operación al año.

Descripción	Tasa de falla (año)	Referencia	Observaciones
LPG.		número de horas en que están sujetos los trabajos.	
Aumento de corrosión Tipo Pitting.	1.00 E-02	Datos obtenidos del hazop de la planta.	PDF por falta de mantenimiento en un periodo de no mayor a 10 años.
Hipótesis H5 : Fuga de gas LPG en el patín de medición por poro de corrosión.			
Falta de programas de integridad mecánica del equipo.	1.00E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error humano al no realizar las pruebas necesarias para revisar la integridad mecánica de las uniones roscadas de los equipos de la planta.
Falta de aplicación de recubrimientos anticorrosivos.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar una tarea previamente programada.
Falta de inspección de seguridad.	3.70 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar una tarea previamente programada.
Medio ambiente laboral extremo.	1.00 E-02	Datos obtenidos del hazop de la planta.	Condiciones del centro de trabajo donde se lleva a cabo el estudio.
Fragilización de materiales por arrastres de impurezas en el gas LPG.	1.14 E-04	Calculo de la Probabilidad de Falla sobre de manda de un evento sobre el número de horas en que están sujetos los trabajos	PFD de un 1 evento probable tomando en cuenta 365 días de operación al año.
Hipótesis H6 : Ruptura catastrófica de la línea de 16" del patín de medición.			
Manejos deficientes en las operaciones de la grúa (Falla mecánica de la grúa).	3.70 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar mantenimientos previamente programados en los equipos.
Las condiciones físicas del terreno no cumplen las especificaciones necesarias.	2.00 E-09	Smith, T.A and Warwick, RG	Hundimientos del suelo donde se realizan los trabajos.
No hay delimitación de áreas durante las maniobras de grúa.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar una tarea previamente programada
No se lleva a cabo el cumplimiento del procedimiento de armado o desmantelamiento.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar una tarea previamente programada.
El operador no está capacitado para manejo de grúa.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar una tarea previamente programada.

Descripción	Tasa de falla (año)	Referencia	Observaciones
Falla de líneas y tubos mayores a 10 pulgadas.	9.64 E-05	DNV Failure rata data, report prepared for MW Kellog	Falla de una línea de proceso en factor a las hr de un año y el diámetro de la línea en metros.
No se realiza el programa de integridad mecánica adecuada de las líneas.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar una tarea previamente programada.
Fuentes de ignición cercanas al derrame.	1.00 E-04	Smith, T.A and warwick, RG	Puntos de ignición o incendios adyacentes pequeños.
Falta de inspecciones de seguridad.	3.70 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar una tarea previamente programada.
Hipótesis H7 : Ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna			
Manejos deficientes en las operaciones de la grúa (Falla mecánica de la grúa).	3.70 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar Mantenimientos previamente programados en los equipos.
Las condiciones físicas del terreno no cumplen las especificaciones necesarias.	2.00 E-09	Smith, T.A and warwick, RG	Hundimientos del suelo donde se realizan los trabajos.
No hay delimitación de áreas durante las maniobras de grúa.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar una tarea previamente programada.
No se lleva a cabo el cumplimiento del procedimiento de armado o desmantelamiento	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar una tarea previamente programada.
El operador no está capacitado para manejo de grúa	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar una tarea previamente programada.
Falla de líneas y tubos mayores a 10 pulgadas	9.64 E-05	DNV Failure rata data, report prepared for MW Kellog	Falla de una línea de proceso en factor a las hr de un año y el diámetro de la línea en metros.
No se realiza el programa de integridad mecánica adecuada de las líneas.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar una tarea previamente programada.
Fuentes de ignición cercanas al derrame.	1.00 E-04	Smith, T.A and Warwick, RG	Puntos de ignición o incendios adyacentes pequeños.
Falta de inspecciones de seguridad.	3.70 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing	Error por omisión al no realizar una tarea previamente programada.

Descripción	Tasa de falla (año)	Referencia	Observaciones
		Protective System"	

Resultados de la metodología de árboles de falla.

Una vez realizados los árboles y calculados mediante los modelos matemáticos se presentan los resultados en la tabla siguiente.

Tabla 55. Resultados de solución de árboles de fallas.

HIPÓTESIS	DESCRIPCIÓN	RESULTADO	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA
H1	Fuga de gas LPG en la unión bridada de la línea de 24" que entrega de la caverna a PEMEX LPG ducto.	9.48 E-02	0.0955
H2	Fuga de gas LPG en la unión bridada en la descarga de la bomba BA-201.	8.68 E-02	0.09067
H3	Fuga de gas LPG en el área de piletas de salmuera.	3.70 E-06	0.000037
H4	Fuga de gas LPG en la cubeta de la trampa de diablos por poro de corrosión.	2.66 E-04	0.0002
H5	Fuga de gas LPG en el patín de medición por poro de corrosión	2.66 E-04	0.0002
H6	Ruptura catastrófica de la línea de 16" del patín de medición	1.11 E-09	0.00000000112
H7	Ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna.	1.11 E-09	0.00000000112

En todos los eventos, lo que más contribuyen a la generación de las fallas, son aquellos que dependen de la intervención humana, por lo que, se hace necesario reforzar los mecanismos de Disciplina Operativa (Disponibilidad, Calidad, Comunicación y Cumplimiento) en los procedimientos de operación, inspección, supervisión de los trabajos de mantenimiento, así como, el seguimiento de los programas de mantenimiento.

4.5.2.2.- Análisis detallado de consecuencias.

Debido a que los algorítmos 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 dispersión tóxica), 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 PHAST Versión 7.11 (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 Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA).

El desarrollo del análisis de consecuencias se realizó de acuerdo a los requerimientos de la Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos de la ASEA cumpliéndose y justificándose cada parámetro, valor o información incluida en los requerimientos del simulador PHAST versión 7.11.

Los eventos para el sistema de almacenamiento subterráneo de gas LP Shalapa, se seleccionaron considerando posibles escenarios de fugas de sustancias peligrosas manejadas en sus procesos, en inventarios iguales o mayores a las cantidades que aparecen en el listado del Apéndice "A", de la NOM 028 STPS 2008.

En el **Anexo "E"** se presentan las hojas de seguridad de las sustancias listadas en la tabla siguiente.

Tabla 56. Listado de sustancia manejadas en el análisis de consecuencias

Sustancia	No. CAS	
GAS LP	Propano 74-98-6	Butano 106-97-8

Referencia: Hojas de seguridad de las sustancias de PEMEX

A continuación se presenta la composición del Gas LP.

Tabla 57. Composición del Gas LP

Sustancia	Composición % mol
	Gas Licuado de Petróleo
Propano	51.68%
Buatno	32.12%
I-butano	11.80%
Etano	2.40%
Pentano	2.00%
Total	100.00%

Referencia: Balance de materia de operación de ENTREPOSE CONTRACTING.

Para el comportamiento en la dispersión de las sustancias liberadas, se realizó la revisión del diagrama de flujo de proceso y filosofía de operación mencionados en el Hazop del sistema de almacenamiento subterráneo de gas LP Shalapa, incluyendo el área de interconexión con el ducto de 24" propiedad de PEMEX.

Evaluación de variables de operación, tiempos de las fugas e inventarios a considerarse para el análisis de consecuencias de los eventos de hipotésisi seleccionados.

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 consierar en el análisis de consecuencias

Hipotésis	Escenario	Presión (Psi)	Temperatura (°C)	Flujo (ton/hr)
AC-SHALAPA-01-CMP	301.4.2 flujo inverso	882	50	400
AC-SHALAPA-02-CMP	301.4.2 flujo inverso	2376.7	30	133
AC-SHALAPA-03-CMP	901.4.1 flujo inverso	ATM	AMB	Inventario propuesto

Hipotésis	Escenario	Presión (Psi)	Temperatura (°C)	Flujo (ton/hr)
AC-SHALAPA-04-CMP	Apartado 1.3 aspectos ambientales causa alta humedad en el ambiente	882	30	400
AC-SHALAPA-05-CA	Apartado 1.3 aspectos ambientales causa alta humedad en el ambiente	882	30	400
AC-SHALAPA-06-PC	Apartado 1.3 aspectos ambientales causa falla geológica.	882	30	400
	Escenario 401.1.2 ruptura catastrófica			
AC-SHALAPA-07-PC	Apartado 1.13 Coordinación de Trabajos entre las diferentes empresas en la misma área causa: Falta de comunicación	882	30	400
	Escenario 101.1.1 ruptura catastrófica			

Referencia: Manual de operación de ENTREPOSE Contracting.

Posteriormente para la evaluación de los diámetros e inventarios en la tabla siguiente se presentan las condiciones para todos los casos simulados.

Tabla 59. Criterios a considerar de acuerdo al tipo de caso a simular

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

Referencia:(2) Evaluar los inventarios con la formula descrita a continuación

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.

En el caso de líneas de proceso y ductos, es la suma del inventario que se fuga más el inventario que se queda entrampado entre las válvulas de seccionamiento que aíslan la fuga y se calcula con la siguiente ecuación:

Inventario final para escenarios de riesgo por fuga en ductos

$$IF = (Fm*t) + (((\pi * d^2) / 4) * D) * p) \ldots\ldots\ldots \text{ecuación 1}$$

Dónde:

IF = Inventario de fuga (kg).

Fm = Flujo másico (kg/seg).

t = Tiempo que transcurre desde que se presenta la fuga, hasta que esta es aislada cerrando las válvulas de seccionamiento (seg).

d = Diámetro de la tubería (m)

D = Distancia que existe ente las válvulas de seccionamiento que aíslan la fuga en el dueto (m).

p = Densidad de la sustancia (kg/m^3).

En el caso de los pozos:

1) El yacimiento debe ser considerado como un recipiente enterrado a una profundidad que no representa un riesgo.
2) En cuanto a posibles fugas
   - Si la fuga se considera en la salida del pozo a la superficie, el inventario total es el que se fuga hasta que esta es bloqueada ó
   - Si la fuga se presenta en una línea superficial o enterrada, el inventario se calcula como la suma del inventario que se fuga más el inventario que se queda entrampado entre las válvulas de seccionamiento que aíslan la fuga, el cual se calcula con la fórmula 1.

Área del dique: Si aplica.

Tipo de superficie. Seleccionar entre las siguientes. Tierra seca, tierra húmeda, concreto, otra.

Tipo de recipiente: Vertical, horizontal, esférico, u otro.

Temperatura y presión: Temperatura y presión a la que se encuentra la sustancia en el proceso, almacenamiento o ducto.

Altura hidráulica: Altura del material o sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

Diámetro equivalente de fuga (DEF):

En el caso de líneas de proceso, ductos, bridas, sellos mecánicos en equipo rotatorio, sellos o empaquetaduras en válvulas de proceso, debe utilizarse el DEF que resulte de una estadística de fugas de los últimos cinco años. Si no se cuenta con esta estadística, deben utilizarse los siguientes criterios, de acuerdo al tipo de caso (alterno o más probable), ver tabla siguiente.

Tabla 60. Consideraciones para seleccionar los diámetros equivalentes de fuga (DEF)

Tipo de escenario	Localización en	Criterio para determinar def
Para el Caso Alterno (CA)	Líneas de proceso: 3/4"≤ DN ≤2"	DEF = 1.00 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Línea de proceso: 2" < DN ≤4"	DEF = 0.30 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Línea de proceso o duetos de transporte:6" ≤ DN	DEF = 0.20 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Bridas	Según el diámetro de la línea de proceso, aplican los criterios anteriores [1.0*(DN), 0.3*(DN) y 0.2*(DN)]
	Sellos mecánicos en equipo rotatorio de proceso.	Para todos los tamaños de flechas, DEF =Calcularlo con el100% del área anular.
	Sellos o empaquetaduras en válvulas de proceso.	Para todos los tamaños de vástagos, DEF = Calcularlo con el 100% del área anular.
	El DEF en el cuerpo de un recipiente, será aquel que sea determinado por el grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos.	
Para el caso más probable (CMP)	Líneas de proceso: 3/4"≤ DN ≤ 2"	DEF = 0.20 veces del diámetro nominal(DN) de la línea de proceso
	Línea de proceso o duetos: 2" < DN	DEF = 0.6" [por corrosión, pérdida de

Tipo de escenario	Localización en	Criterio para determinar def
	≤4"	material, golpe o falla en soldadura]
	Línea de proceso o duetos: 6"≤DN	DEF = 0.75" para DN de 6" a 14". DEF = 1.25" para DN de 16" a 24" DEF = 2.0" para DN mayores de 30" (por corrosión, pérdida de material, golpe o falla en soldadura)
	Bridas	Aplican los mismos criterios de las líneas de proceso para los casos más probables.
	Sellos mecánicos en equipo de proceso rotatorio. Empaquetaduras en válvulas de proceso.	DEF = Calcularlo con el 40% del área anular que resulte.
	El DEF en el cuerpo de un recipiente, será aquel que sea determinado por el grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos.	

Si un diámetro de fuga debe ser registrado en la estadística, pero por su forma o tamaño no es posible establecerlo de manera directa (es decir, que no tiene forma de orificio, como el que se presenta por rotura de una línea de instrumentos), entonces el diámetro equivalente de fuga debe obtenerse a partir de la ecuación 2, estimando el valor de "A".

$$DEF = \sqrt{4A/\pi} \quad \text{.....ecuación 2}$$

Dónde:

DEF =Diámetro equivalente de fuga

A = Área por la que ocurre la fuga

Dirección de la fuga:

Se recomienda que quién lleve a cabo las simulaciones de las fugas (en equipos, líneas de proceso, duetos, etc.), evalúe de manera preliminar las fugas, considerando las posibles direcciones que pudieran presentarse en cada caso, con objeto de determinar que tan diferentes son las consecuencias y los radios de afectación y decidir en base a estos resultados, cual dirección es la que debe ser considerada.

Tabla 61. Datos para el inventario y la tasa de descarga

Tipo de caso	Identificación de escenarios		Diámetro (pulgadas)		Flujo Volúmetrico (MPCD)	Flujo Másico (Kg/h)	Presión (Kg/cm^2)	Temperatura (°C)	Duración de la fuga (min)	Inventario (kg)	Tasa de descarga (Kg/h)
	Clave	Descripción	Línea/ equipo	Fuga							
CMP	AC-SHALAPA-01	Fuga de LPG en la unión bridada de la línea de 24" que entrega de la caverna a PEMEX LPG ducto.	24"	1.25"	627.188	400,000	62.01	50	5	33,333	288,000,000
CMP	AC-SHALAPA-02	Fuga de LPG en la unión bridada en la descarga de la bomba BA-201.		0.75"	5.911	133,000	166.81	30	5	11,083	95.760,000
CMP	AC-SHALAPA-03	Fuga de LPG en el área de piletas de salmuera.	18"	18"		Inventario propuesto	ATM	30		1,000	
CMP	AC-SHALAPA-04	Fuga de LPG en la Cubeta de la trampa de diablos por poro de corrosión.		2"	627.188	400,000	62.01	30	5	33,333	288,000,000
CA	AC-SHALAPA-05	Fuga de LPG en el patín de medición por poro de corrosión	16"	0.75"	627.188	400,000	62.01	30	5	16,666	288,000,000
PC	AC-SHALAPA-06	Ruptura catastrófica de la línea de 16" del patín de medición	16"	16"	627.188	400,000	62.01	30	5	33,333	288,000,000
PC	AC-SHALAPA-07	Ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna	24"	24"	627.188	400,000	62.01	30	5	33,333	288,000,000

Hipótesis de los eventos a ser modelados son los siguientes.

Más probables

- Fuga de LPG por la unión bridada en la línea de entrega de la caverna a PEMEX LPG ducto el escenario puede ocurrir debido a falla de materiales o descontroles operativos en el sistema, el orificio se considera 1.25" al considerar los criterios de un escenario probabilístico. Las condiciones de operación al momento de la fuga son de 882 psi de presión y 50°C de temperatura del material, tomándose en cuenta 5 minutos como el tiempo necesario para detectar y controlar la descarga basándose en el sistema de protecciones con el que cuenta la instalación.
- Fuga de LPG por la unión bridada en la descarga de la bomba BA-201 al presentarse un escenario de flujo inverso en el equipo lo que ocasionaría la descarga del material por un orificio de 0.75" al considerar los criterios de un escenario probabilístico. Las condiciones de operación al momento de la fuga son de 2376.7 psi de presión y 30 °C de temperatura del material, tomándose en cuenta 5 minutos como el tiempo necesario para detectar y controlar la descarga basándose en el sistema de protecciones con el que cuenta la instalación.
- Fuga de LPG por un poro de corrosión equivalente a 2.0" en la cubeta de alguna trampa de diablos el escenario puede ocurrir debido a falla de materiales o falla de los programas de mantenimiento, se consideraron los criterios de un escenario probabilístico. Las condiciones de operación al momento de la fuga son de 882 psi de presión y 30°C de temperatura del material, tomándose en cuenta 5 minutos como el tiempo necesario para detectar y controlar la descarga basándose en el sistema de protecciones con el que cuenta la instalación.

Caso alterno

- Fuga de LPG por un poro de corrosión equivalente a 0.75" en uno de los patines de medición el escenario puede ocurrir debido a falla de materiales o falla de los programas de mantenimiento, se consideraron los criterios de un escenario alterno. Las condiciones de operación al momento de la fuga son de 882 psi de presión y 30 °C de temperatura del material, tomándose en cuenta 5 minutos como el tiempo necesario para detectar y controlar la descarga basándose en el sistema de protecciones con el que cuenta la instalación.

Peores casos

- Ruptura catastrófica de la línea de 16" del patín de medición durante la entrega de LPG de

caverna a gasoducto, se consideraron los criterios de un peor caso. Las condiciones de operación al momento de la ruptura son de 882 psi de presión y 30 °C de temperatura del material, tomándose en cuenta 5 minutos como el tiempo necesario para detectar y controlar la descarga basándose en el sistema de protecciones con el que cuenta la instalación.

- Ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna, se consideraron los criterios de un peor caso. Las condiciones de operación al momento de la ruptura son de 882 psi de presión y 30 °C de temperatura del material, tomándose en cuenta 5 minutos como el tiempo necesario para detectar y controlar la descarga basándose en el sistema de protecciones con el que cuenta la instalación.

Evaluación de variables meteorológicas y estabilidad de Pasquill.

Para el comportamiento en la dispersión de las sustancias liberadas, la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) recomienda la estabilidad F (Según Pasquill), asociada a una velocidad promedio de viento de 1.5 m/s, sin embargo, se realizó un estudio de valores promedio de las variables meteorológicas (temperatura ambiente, humedad relativa, velocidad del viento, estabilidad atmosférica, dirección del viento y presión atmosférica) de los 3 últimos años. Esta información se obtuvo de la estación meteorológica 767383, en las cercanías de Minatitlán, Veracrúz, al ser la estación más cercana al sitio de construcción ver tabla siguiente.

Tabla 62. Historial de condiciones meteorológicas del sitio 2013-2015.

2013	Mes	T	TM	Tm	SLP	H	PP	VV	V	VM
2013	ENERO	22.1	24.5	19.6	1022.5	72.9	0.51	11.7	16.3	30.6
2013	FEBRERO	24.4	27.7	20.3	1018.5	69.3	0	12.9	16.6	27.3
2013	MARZO	23.6	26.3	19.8	1021	68.3	0	15.2	18.3	29
2013	ABRIL	26.7	30.4	22.5	1016.5	63.1	0	13.8	16.2	27.9
2013	MAYO	27.7	31.1	24.2	1017.3	65.5	9.91	12.2	15.6	29.4
2013	JUNIO	28.9	31.2	25.9	1018.2	69.9	6.85	14.5	13.4	24.5
2013	JULIO	28.3	30.5	25.1	1020.4	68.8	1.78	14.2	13.6	23.6
2013	AGOSTO	28	20.6	24.6	1020.1	71.5	31.24	13.6	13	27.7
2013	SEPTIEMBRE	27.9	31	24.8	1016.1	70	69.59	15.5	11.6	22.6

2013	Mes	T	TM	Tm	SLP	H	PP	VV	V	VM
2013	OCTUBRE	27.4	30	24.6	1019.6	72.7	4.07	14.1	14.9	24.2
2013	NOVIEMBRE	24.7	26.8	22.2	1022.9	80	32.27	13.7	19	30.1
2013	DICIEMBRE	23.7	26.2	20.7	1023.7	77.8	1.27	14.6	15.7	32
2014	ENERO	21.5	24.4	18.4	1025.6	77.4	5.08	14.8	14.1	28.3
2014	FEBRERO	24.5	27.2	21.3	1020.9	72.8	0	13.4	15.8	29
2014	MARZO	28	31.6	23.8	1018.1	65.3	0	15.4	18.8	33.9
2014	ABRIL	27.7	30.6	24.5	1019.6	66.8	3.05	15.8	15.3	28.9
2014	MAYO	28.6	31.1	25.7	1017.9	65	3.05	15.3	11.9	22.9
2014	JUNIO	28.6	31.1	25.7	1017.9	65	3.05	15.3	11.9	22.9
2014	JULIO	28.5	30.8	25.5	1019.8	63.6	7.11	16.1	16.4	30.1
2014	AGOSTO	28.6	31.2	25	1019.9	64.5	8.38	17.6	12.6	25
2014	SEPTIEMBRE	27.9	30.9	24.7	1018.3	69.1	14.23	17.1	12.7	23.6
2014	OCTUBRE	26.7	29.3	23.6	1019.4	68.7	0.51	14.7	14.3	26.1
2014	NOVIEMBRE	24.5	27.2	21.5	1023.1	73.1	1.52	157	14.5	28
2014	DICIEMBRE	23.5	26.1	20.3	1023.6	79	3.05	15.5	13.6	26.7
2015	ENERO	21.4	23.8	18.7	1025.7	84.6	7.36	14.7	18.2	35.2
2015	FEBRERO	22	25.1	18.3	1023.3	83.6	0	13.2	15.6	31.8
2015	MARZO	23.8	27.1	20.8	1022.1	79.5	0	13	13.8	29.5
2015	ABRIL	28.5	32.1	24.8	1014.5	64.4	0	13.4	13.7	27
2015	MAYO	28.3	31.1	24.9	1018.2	65	1.52	13.6	11.1	24.5
2015	JUNIO	28	30.8	25	1018.3	65.2	4.83	13.7	13.2	24.9
2015	JULIO	28.3	30.2	25.6	1019.4	66.2	1.02	13.5	14.2	23.3
2015	AGOSTO	28.8	31.7	25	1018.3	61.5	17.78	14.9	13	24.3
2015	SEPTIEMBRE	28.2	31.2	24.4	1017.2	65.4	17.78	16.1	10	23
2015	OCTUBRE	27.5	30.4	24	1018.1	67.5	11.68	12.6	11.14	24.8

2013	Mes	T	TM	Tm	SLP	H	PP	VV	V	VM
2015	NOVIEMBRE	26	28.2	23.4	1019.1	72.7	3.55	13.7	12.6	25.2
2015	DICIEMBRE	25.1	28	22.3	1019.5	72.7	0	12.5	13	28.1
Media Total		**26.33**	**29.10**	**23.1**	**1019.85**	**70.23**	**7.56**	**14.38**	**14.32**	**27.11**

Referencia 1: http://www.tutiempo.net/clima/Minatitlan/12-2015/767383.htm

Referencia 2: T: Temperatura media (°C), TM: Temperatura máxima (°C), Tm: Temperatura mínima, SLP: presión atmosférica sobre nivel del mar, H: humedad relativa %, PP: precipitación total de lluvia, VV: vis bilidad media km, V: velocidad del viento km/h, VM: Velocidad máxima sostenida del viento Km,h.

El resultado de la interacción de los parámetros en especial la velocidad promedio del viento la cual se pasó con un análisis dimensional de 14.33 km/ hrs a 3.9 m/s permitió considerar la estabilidad B (Según Pasquill) todo lo anterior basado en la tabla siguiente.

Tabla 63. Condiciones de 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

	Radiación solar durante el día	condiciones en la noche	A cualquier hora
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 pos bilidad de Niebla	

Evaluación de escenarios de riesgos.

Tipos de escenarios esperados 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.

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.

Fire Ball (Bola de Fuego): Llama de propagación por difusión, formada cuando una masa importante de combustible se enciende por contacto con llamas estacionarias adyacentes. Se forma un globo incandescente que asciende verticalmente y que se consume con gran rapidéz.

Pool Fire (Charco de Fuego): El evento de pool fire o charco de fuego se aplica a una combustión estacionaria con llama de difusión, de un líquido en un recinto descubierto de dimensiones

(extensión) dadas. La fuga al exterior tras un derrame no confinado con generación de un incendio, tiene en este caso un efecto de propagación mayor al riesgo intrínseco del suceso de peligro principal, esto podría generar circunstancias negativas para el depósito que contiene el líquido derramado o para otros depósitos cercanos

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.

Explosión de vapores en expansión de un líquido en ebullición (BLEVE): Ocurre cuando se forma de manera repentina se pierde el confinamiento de un recipiente que contiene un líquido combustible sobrecalentado. La causa inicial de un BLEVE es una fuente de fuego externo que impacta en las paredes de un recipiente, esto hace fallar el material y permite la ruptura repentina del equipo. Un BLEVE puede ocurrir de cualquier falla repentina de un recipiente, si el material liquido/vapor descargado es inflamable, la ignición puede terminar en una bola de fuego.

Parámetros y equivalencias de daños a esperarse en las simulaciones.

Con el fin de evaluar las zonas de intervención de salvaguardas pero también serán incluidos los parámetros de riesgos solicitados por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), para poder evaluar los daños a posibles receptores humanos y bióticos de las zonas aledañas a la periferias bajo estudio.

Valores Umbrales para radiación témica, sobrepresión y dispersión tóxica.

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

Tabla 64. Valores umbrales seleccionados

Zona de intervención de salvaguardas			
Efecto	**Zona de Alto Riesgo por daño a equipos**	**Zona de Alto Riesgo**	**Zona de Amortiguamiento**
Toxicidad (H_2S)		100 ppm IDLH (ppm)	50 ppm TLV (15 min, STEL) (ppm)

Zona de intervención de salvaguardas			
Efecto	Zona de Alto Riesgo por daño a equipos	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento
Inflamabilidad (Radiación Térmica)	Rango de 12.5 kW/m2 a 37.5 kW/m2	5.0 kW/m2	1.4 kW/m2
Explosividad (Sobrepresión)	Rango de 3 lb/in2 a 10 lb/in2	1.0 b/in2 (0.070 kg/cm2)	0.5 lb/in2 (0.035 kg/cm2)

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 65. Efectos generados a diferentes intensidades de radiación térmica

kW/m²	Descripción
1.40	Puede tolerarse sin sensacion de incomodidad durante largos periodos (con vestimenta normal) Se considera inofensivo para personas sin ninguna proteccion especial.
5.00	Zona de intervencion con un tiempo maximo 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	Extension de incendio fusion de recubrimiento de plastico en cables electricos. La madera puede prender despues de una larga exposicion 100.0% de letalidad.
37.5	Nivel de radicacion térmica suficiente para causar daños en equipos, materiales.

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

Tabla 66. Efectos del Flash Fire

Personas u objetos	Descripción
Fuera de la nube	Como la duracion del fenomeno es muy corta el daño es limitado y muy inferior
Dento de la nube sometidos a un contacto directo con la llama	Las personas sufrian quemaduras graves de 2° grado sobre una gran parte del cuerpo, la stuacion se agrava a quemaduras a 3° y 4° grado por la ignicion mas que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada.Aproximadamente morira 14.0% de la poblacion sometida a esta radiacion con un 20.0% como minimo de quemaduras importantes.

Personas u objetos	Descripción
	En el caso de que la persona porte ropa de protección que no se queme, su presencia reducira 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 secundaraios provocados por la misma.

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

Tabla 67. Vulnerabilidad de Materiales

Radiacion (kW7m²)	Material
60.0	Cemento
40.0	Cemento prensado
200.0	Hormigon 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

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 68. 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

Presión (psi)	Evaluación de daños por explosiones	
	Refinerías	Plantas
		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.
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. Transformador 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.

Presión (psi)	Evaluación de daños por explosiones	
	Refinerías	Plantas
20.0		Tanque de almacenamiento (techo flotante): colapso del techo.

Resultados de las modelaciones.

Una vez determinados los riesgos, definidos como hipótesis de accidentes o hipótesis accidentales más significativas del Sistema de almacenamiento subterráneo de LPG en Shalapa, se realizará la evaluación de las consecuencias derivadas de la ocurrencia de las hipótesis seleccionadas.

A continuación se describen cada uno de los escenarios de riesgo así como los resultados de la simulación de consecuencias.

Hipótesis 1. Fuga de LPG por la unión bridada en la línea de entrega de la caverna a PEMEX LPG ducto, el escenario puede ocurrir debido a falla de materiales o descontroles operativos en el sistema, el orificio se considera 1.25" al considerar los criterios de un escenario probabilístico tomando en cuenta las condiciones de operación al momento de la fuga son de 882 psi de presión y 50 °C de temperatura del material, tomándose en cuenta 5 minutos como el tiempo necesario para detectar y controlar la descarga basándose en el sistema y sus protecciones.

Una vez ingresados los datos al simulador PHAST, los resultados obtenidos se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 69. Fuga de LPG en la unión bridada de la línea de 24" que entrega de la caverna a PEMEX LPG ducto. (Caso más probable "CMP")

Velocidad de viento 3.9 m/s y Estabilidad Atmosférica B											
Variable	Radiación Térmica (Kw/m²)								Sobrepresión (psi)		
Evento	JETFIRE			POOL FIRE			FLASH FIRE		Explosión		
Masa (Kg)	Liberada: 33,333.33								A explotar 33,333.33		
Valores de Referencia	1.4	5.0	12.5	1.4	5.0	12.5	LFL	0.5 LFL	0.5	1.0	2.0
Distancia (m)	161.2	108.1	87.29	NA	NA	NA	102.6	228.5	334.6	282.1	255.7

NA: No se Alcanza

Hipótesis 2. Fuga de LPG por la unión bridada en la descarga de la bomba BA-201 al presentarse un escenario de flujo inverso en el equipo lo que ocasionaría la descarga del material por un orificio de 0.75 pulgadas, al considerar los criterios de un escenario probabilístico tomando en cuenta las condiciones de operación al momento de la fuga son de 2376.7 psi de presión y 30 °C de temperatura del material, tomándose en cuenta 5 minutos como el tiempo necesario para detectar y controlar la descarga basándose en el sistema de protecciones con el que cuenta la instalación.

Una vez ingresados los datos al simulador PHAST, los resultados obtenidos se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 70. Fuga de LPG por la unión bridada en la descarga de la bomba BA-201 (Caso más probable "CMP")

Velocidad de viento 3.9 m/s y Estabilidad Atmosférica B											
Variable	Radiación Térmica (Kw/m²)								Sobrepresión (psi)		
Evento	JETFIRE			POOL FIRE			FLASH FIRE		Explosión		
Masa (Kg)	Liberada: 11,083								A explotar 11,083		
Valores de Referencia	1.4	5.0	12.5	1.4	5.0	12.5	LFL	0.5 LFL	0.5	1.0	2.0
Distancia (m)	126	84.7	68.55	NA	NA	NA	59.14	151.5	227.7	192.1	174.2

NA: No se Alcanza

Hipótesis 3. Emisión de LPG por la línea de 18" de salida de salmuera hacia las piletas, el cual fue causado por la ruptura de los tubos del calentador en el desgasificador, el evento se presenta a condiciones atmosféricas, para este evento se considera un inventario base de 1000 kg. (Valor propuesto por el especialista en simulación).

Una vez ingresados los datos al simulador PHAST, los resultados obtenidos se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 71. Emisión de LPG por la línea de 18" de salida de salmuera hacia las piletas (Caso más probable "CMP")

Velocidad de viento 3.9 m/s y Estabilidad Atmosférica B											
Variable	Radiación Térmica (Kw/m²)								Sobrepresión (psi)		
Evento	JETFIRE			POOL FIRE			FLASH FIRE		Explosión		
Masa (Kg)	Liberada: 1,000								A explotar 1,000		
Valores de Referencia	1.4	5.0	12.5	1.4	5.0	12.5	LFL	0.5 LFL	0.5	1.0	2.0
Distancia (m)	NA	NA	NA	NA	NA	NA	104	138.5	267.2	144.8	83.24

NA: No se Alcanza

Hipótesis 4. Fuga de LPG por un poro de corrosión equivalente a 2.0"en la cubeta de alguna trampa de diablos, el escenario puede ocurrir debido a falla de materiales o falla de los programas de mantenimiento, se consideraron los criterios de un escenario probabilístico tomando en cuenta las condiciones de operación al momento de la fuga son de 882 psi de presión y 30 °C de temperatura del material, tomándose en cuenta 5 minutos como el tiempo necesario para detectar y controlar la descarga basándose en el sistema de protecciones con el que cuenta la instalación.

Una vez ingresados los datos al simulador PHAST, los resultados obtenidos se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 72. Fuga de LPG por un poro de corrosión equivalente a 2.0"en la cubeta de alguna trampa de diablos (Caso más probable "CMP")

Velocidad de viento 3.9 m/s y Estabilidad Atmosférica B											
Variable	Radiación Térmica (Kw/m²)								Sobrepresión (psi)		
Evento	JETFIRE			POOL FIRE			FLASH FIRE		Explosión		
Masa (Kg)	Liberada: 33,333.33								A explotar 33,333.33		
Valores de Referencia	1.4	5.0	12.5	1.4	5.0	12.5	LFL	0.5 LFL	0.5	1.0	2.0
Distancia (m)	260.8	174.3	140.1	NA	NA	NA	216	384.6	598.3	498.3	448

NA: No se Alcanza

Hipótesis 5. Fuga de LPG por un poro de corrosión equivalente a 0.75"en uno de los patines de medición, el escenario puede ocurrir debido a falla de materiales o falla de los programas de

mantenimiento, se consideraron los criterios de un escenario alterno tomando en cuenta las condiciones de operación al momento de la fuga son de 882 psi de presión y 30 °C de temperatura del material, tomándose en cuenta 5 minutos como el tiempo necesario para detectar y controlar la descarga basándose en el sistema de protecciones con el que cuenta la instalación.

Una vez ingresados los datos al simulador PHAST, los resultados obtenidos se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 73. Fuga de LPG en el patín de medición por poro de corrosión (aguas abajo de la válvula PV-710/720) Caso Alterno "CA")

Velocidad de viento 3.9 m/s y Estabilidad Atmosférica B											
Variable	Radiación Térmica (Kw/m²)								Sobrepresión (psi)		
Evento	JETFIRE			POOL FIRE			FLASH FIRE		Explosión		
Masa (Kg)	Liberada: 16,666.665								A explotar 16,666.665		
Valores de Referencia	1.4	5.0	12.5	1.4	5.0	12.5	LFL	0.5 LFL	0.5	1.0	2.0
Distancia (m)	105.7	71.62	57.93	NA	NA	NA	59.8	136.4	203.1	169.6	152.8

NA: No se Alcanza

Hipótesis 6. Ruptura catastrófica de la línea de 16" del patín de medición, se consideraron los criterios de un peor caso tomando en cuenta las condiciones de operación al momento de la ruptura son de 882 psi de presión y 30 °C de temperatura del material, tomándose en cuenta 5 minutos como el tiempo necesario para detectar y controlar la descarga basándose en el sistema de protecciones con el que cuenta la instalación.

Por definición un "peor caso", corresponde a la liberación accidental del mayor inventario del material o sustancia peligrosa contenida en un recipiente, línea de proceso o ducto, la cual resulta en la mayor distancia hasta alcanzar los límites de toxicidad, sobrepresión o radiación térmica, de acuerdo a los criterios para definir las zonas intermedias de salvaguarda entorno de la instalación.

Para identificar los peores casos no se requiere de un análisis de riesgos formal, ni conocer las causas que pudieran provocarlo ni su probabilidad de ocurrencia, simplemente consideramos que este sucede.

Una vez ingresados los datos al simulador PHAST, los resultados obtenidos se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 74. Ruptura catastrófica de la línea de 16" del patín de medición (Peor Caso "PC")

Velocidad de viento 3.9 m/s y Estabilidad Atmosférica B															
Variable	**Radiación Térmica (Kw/m²)**								**Toxicidad**	**Sobrepresión (psi)**					
Evento	**JETFIRE**			**FIRE BALL**			**FLASH FIRE**			**Early Explosion**			**Late Explosion**		
Masa (Kg)	**Liberada: 33,333.33**								**A explotar 33,333.33**						
Valores de Referencia	**1.4**	**5.0**	**12.5**	**1.4**	**5.0**	**12.5**	**LFL**	**0.5 LFL**	**IDLH**	**1.0**		**2.0**	**0.5**	**1.0**	**2.0**
Distancia (m)	**1,390**	**967**	**778.9**	**1,067**	**581.6**	**356.3**	**856.9**	**1,039**	**NA**	**859.2**	**465.5**	**267.6**	**1,318**	**1,118**	**1,042**

Evento	**Toxicidad**	**Late explosión**		
Valores de referencia	**IDLH ppm**	**0.5**	**1.0**	**2.0**
Distancia (m)	**NA**	**1318**	**1118**	**1042**

NA. No se Alcanza. 1.0 bar=14.5 psi

Hipótesis 7. Ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna, se consideraron los criterios de un peor caso tomando en cuenta las condiciones de operación al momento de la ruptura son de 882 psi de presión y 30 °C de temperatura del material, tomándose en cuenta 5 minutos como el tiempo necesario para detectar controlar la descarga basándose en el sistema de protecciones con el que cuenta la instalación.

Por definición un "peor caso", corresponde a la liberación accidental del mayor inventario del material o sustancia peligrosa contenida en un recipiente, línea de proceso o ducto, la cual resulta en la mayor distancia hasta alcanzar los límites de toxicidad, sobrepresión o radiación térmica, de acuerdo a los criterios para definir las zonas intermedias de salvaguarda entorno de la instalación.

Para identificar los peores casos no se requiere de un análisis de riesgos formal, ni conocer las causas que pudieran provocarlo ni su probabilidad de ocurrencia, simplemente consideramos que este sucede.

Una vez ingresados los datos al simulador PHAST, los resultados obtenidos se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 75. Ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna (Peor Caso "PC")

Velocidad de viento 3.9 m/s y Estabilidad Atmosférica B															
Variable	Radiación Térmica (Kw/m²)								TOXICIDAD	Sobrepresión (psi)					
Evento	JETFIRE			FIRE BALL			FLASH FIRE			Early Explosion			Late Explosion		
Masa (Kg)	Liberada: 33,333.33								A explotar 33,333.33						
Valores de Referencia	1.4	5.0	12.5	1.4	5.0	12.5	LFL	0.5 LFL	IDLH	1.0		2.0	0.5	1.0	2.0
Distancia (m)	1,902	1,338	1,097	1,067	581.6	356.3	984.1	1,203.6	NA	859.2	465.5	267.6	2,708	2,700	2,696

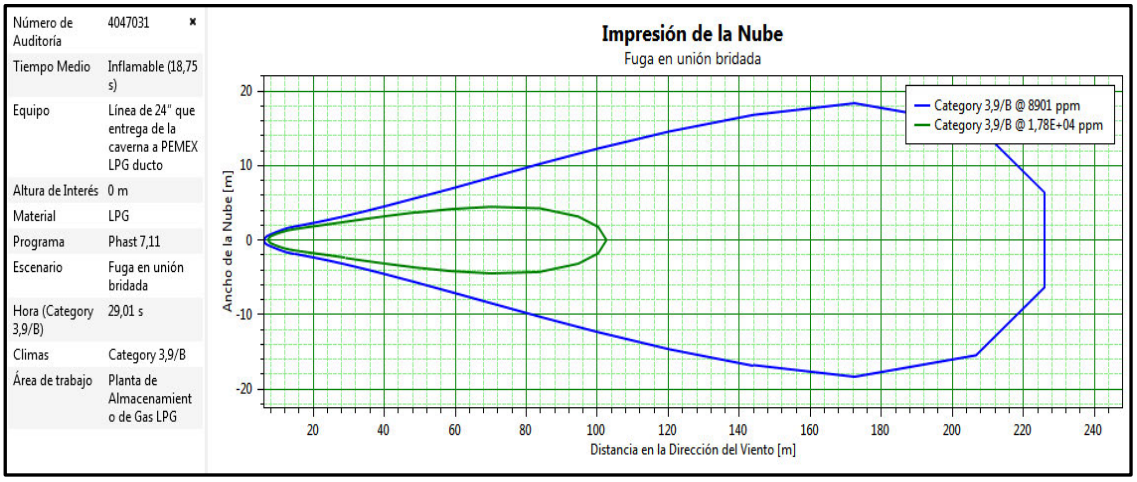
Evento	Toxicidad	Late explosion		
Valores de referencia	IDLH ppm	0.5	0.5	0.5
Distancia (m)	NA	2708	2700	2696

NA. No se Alcanza.

Los escenarios para la **hipótesis 1**, **Fuga de LPG en la unión bridada de la línea de 24" que entrega de la caverna a PEMEX LPG ducto** (Caso más probable "CMP"):

1. **Dispersión de la nube**, Al momento de darse fuga por la unión bridada, la mezcla se libera a una velocidad de 161.82 m/s a una razón de 37.7 kg/s, donde la corriente analizada se encuentra en fase de gaseosa, el cual presenta en su mayoría hidrocarburos ligeros que a temperatura y presión de suministro del servicio presentaran una fracción liquida de 0.43 por lo que la mezcla se presentara como una nube de vapores que presentara gotas de aerosol que podrían formar charcos, el simulador Phast versión 7.11 indica que su límite superior de inflamabilidad "LSI" a una distancia de 13.56 m y su límite inferior de inflamabilidad "LII" hasta los 102.6 m siendo la distancia comprendida entre ambos la zona ideal de ocurrencia de eventos de fuego por barrido de gases.

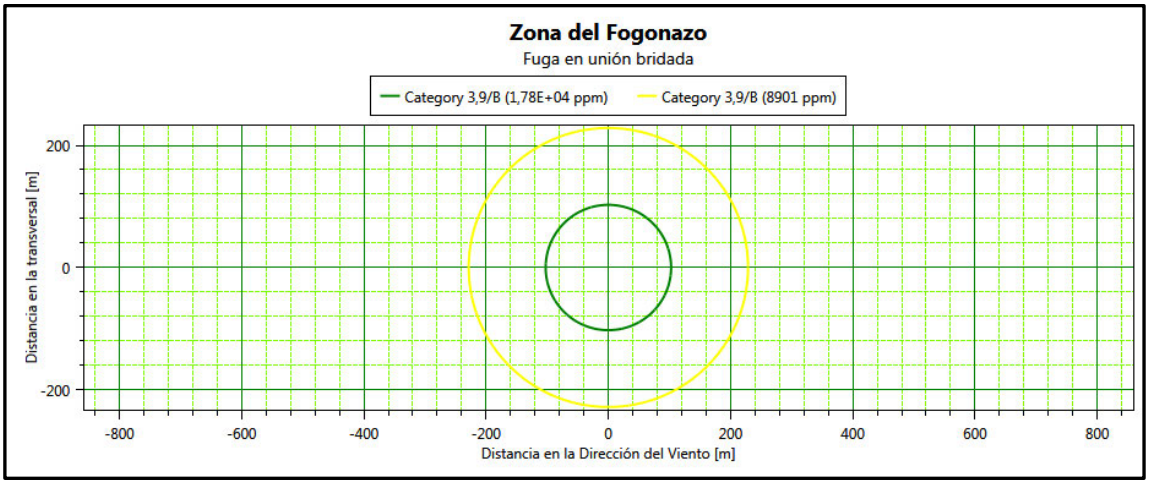
Ilustración 32. Dispersión de Nube



La figura anterior muestra el perfil y su máxima concentración, donde se aprecia las características físicas de la nube antes de comenzar a disiparse por el igualamiento de las condiciones atmosféricas del sitio.

2. **Flamazo (Flash Fire)**, al presentarse la fuga la concentración de vapores, una vez alcanzando las condiciones ideales de concentración en cuestión de ppm y oxigeno ambiental (21% para cerrar el triángulo del fuego), se propagara hasta el punto de emisión, barriendo y quemando toda la zona ocupada por los vapores, para la zona dentro de la nube "LFL" con una distancia de 102.6 m donde se esperan que las personas sufrirán 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes, mientras las afectaciones fuera de la nube "LFL 0.5" con una distancia de 228.5 m, como la duración del fenómeno es muy corta el daño es limitado y muy inferior.

Ilustración 33. Flash Fire

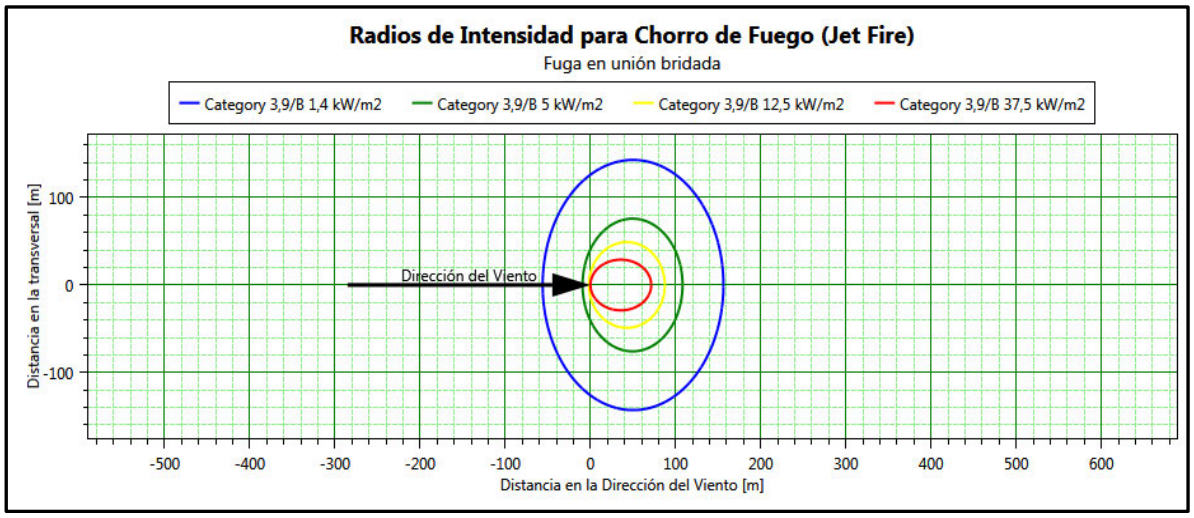


Para éste caso consideramos la dispersión de una nube de gas alta presión en la que los efectos por presión son despreciables, quedando solamente por considerar los correspondientes a la radiación térmica.

3. **El Dardo de fuego (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.

   Para el escenario bajo estudio se obtuvieron los siguientes radios de afectación; para la zona de riesgo 5 kW/m2 se alcanzará a una distancia de 108.1 m, el personal expuesto en la zona tendrá quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego, el mayor riesgo es la incidencia de la flama contra equipos aledaños, finalmente la zona de amortiguamiento con una radiación de 1.4 kW/m2 se alcanzará a 161.2 m, esta marca el límite mínimo en factor de distancia que debe ser considerada como la zona de combate del evento por los sistemas de mitigación.

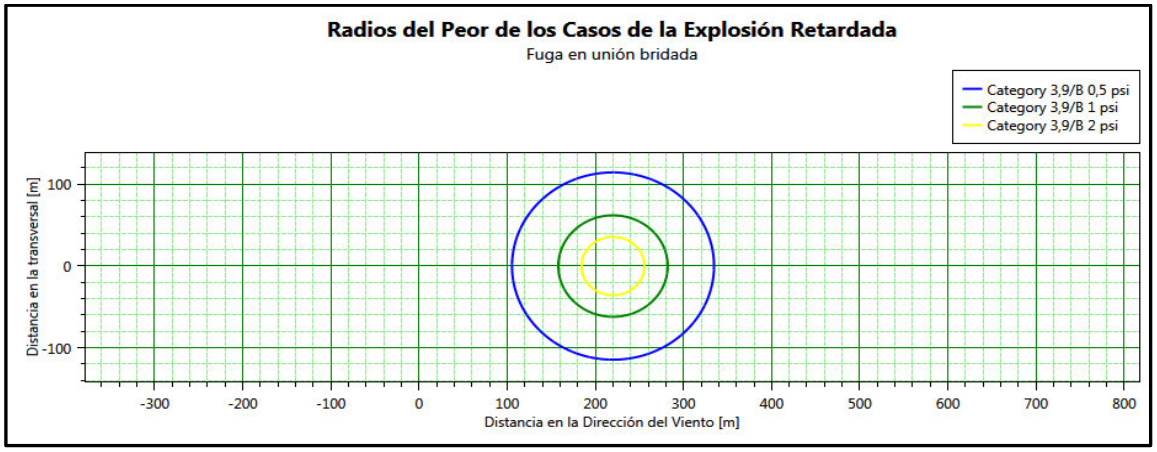
Ilustración 34. Jet Fire



En la figura anterior se puede observar la intensidad máxima de radiación que ocurre en el evento estudiado y que se basan en las características fisicoquímicas del LPG.

4. **Explosión tardía (Late ignition),** la nube encuentra su punto de concentración para detonar a los 200 m., pero se tiene que considerar que las explosiones son tridimensionales por lo cual las afectaciones de ondas de sobrepresión son las siguientes a partir del punto de: 282.1 m para 1 PSI (zona de riesgo) donde podrían existir daños en líneas y equipos de procesos de la planta, por último a 334.6 m para 0.5 PSI (zona de seguridad) se esperan daños físicos temporales al personal expuesto a la onda de sobrepresión principalmente en los carromatos de contratistas y cuartos de control de la planta cercanos al evento.

Ilustración 35. Explosión tardía (Late ignition)

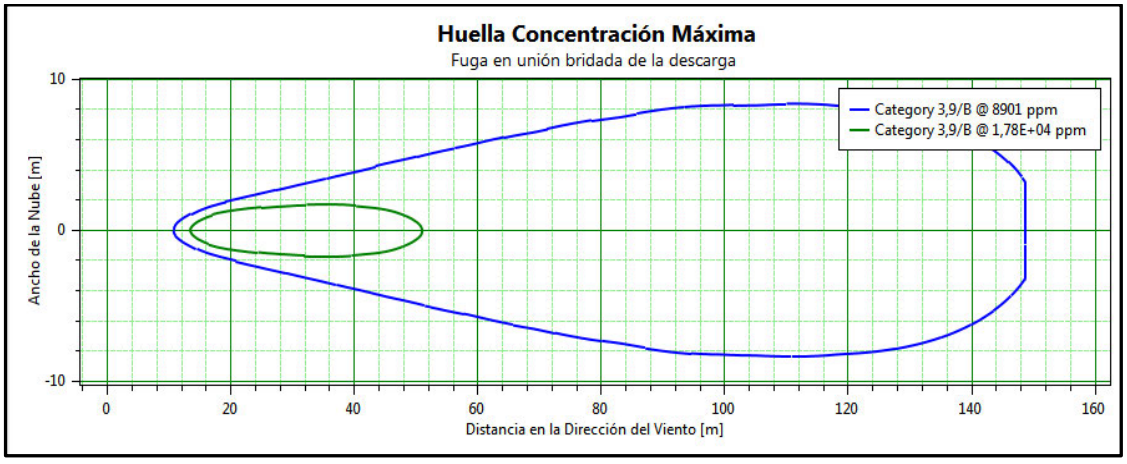


La gráficas muestra los niveles de sobrepresión contra las máximas distancias alcanzadas por cada uno de los diferentes umbrales, así como el comportamiento del evento donde se contempla un área tridimensional en un ángulo de 360° para contemplar posibles cambios de dirección de los vientos dominantes del sitio.

Los escenarios para la **hipótesis 2**, **Fuga de LPG por la unión bridada en la descarga de la bomba BA-201** (caso más probable "CMP"):

1. **Dispersión de la nube**, Al momento de darse fuga por la unión bridada, la mezcla se libera a una velocidad de 252.75 m/s a una razón de 23.01 kg/s, donde la corriente analizada se encuentra en fase de gaseosa, el cual presenta en su mayoría hidrocarburos ligeros que a temperatura y presión de suministro del servicio presentaran una fracción líquida de 0.69 por lo que la mezcla se presentara como una nube de vapores que en su mayoría tendrán características de aerosol por lo que formaran charcos, el simulador Phast versión 7.11 indica que su límite superior de inflamabilidad "LSI" a una distancia de 10.27 m y su límite inferior de inflamabilidad "LII" hasta los 59.14 m siendo la distancia comprendida entre ambos la zona ideal de ocurrencia de eventos de fuego por barrido de gases.

Ilustración 36. Dispersión de la nube

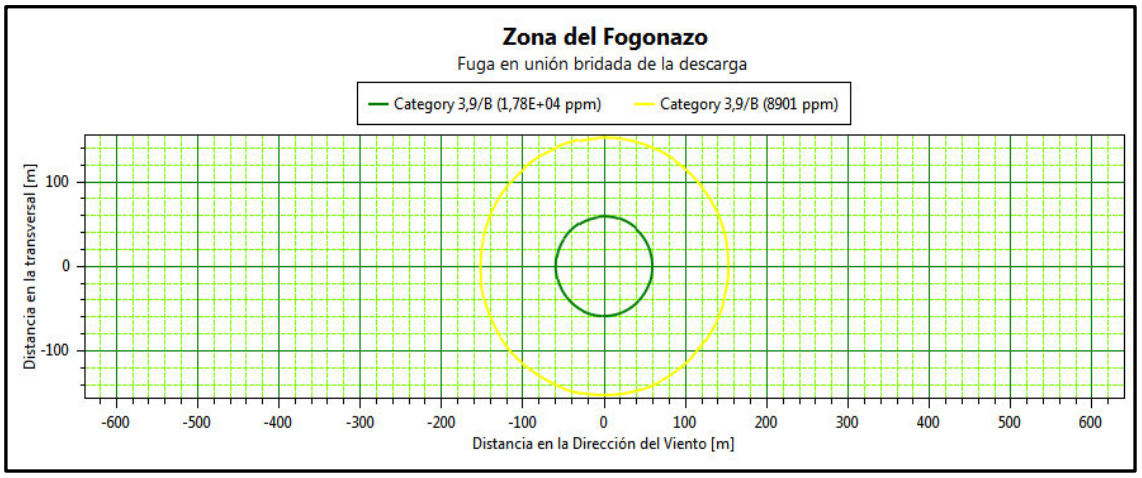


La figura anterior muestra el perfil y su máxima concentración, donde se aprecia las características físicas de la nube antes de comenzar a disiparse por el igualamiento de las condiciones atmosféricas del sitio.

2. **Flamazo (Flash Fire)**, Al presentarse la fuga la concentración de vapores una vez alcanzando las condiciones ideales de concentración en cuestión de ppm y oxigeno

ambiental (21% para cerrar el triángulo del fuego), se propagará hasta el punto de emisión, barriendo y quemando toda la zona ocupada por los vapores, para la zona dentro de la nube "LFL" con una distancia de 59.14 m. donde se esperan que las personas sufrirán 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes, mientras las afectaciones fuera de la nube "LFL 0.5" con una distancia de 152.5 m, como la duración del fenómeno, es muy corta el daño es limitado y muy inferior.

Ilustración 37. Flash Fire



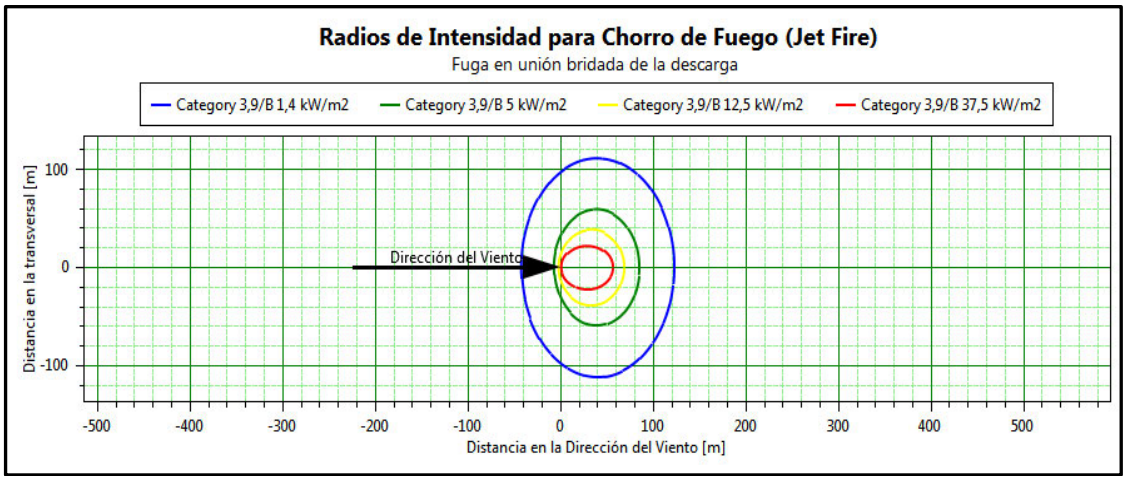
Para éste caso consideramos la dispersión de una nube de gas alta presión en la que los efectos por presión son despreciables, quedando solamente por considerar los correspondientes a la radiación térmica.

3. **El Dardo de fuego (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.

   Para el escenario bajo estudio se obtuvieron los siguientes radios de afectación; para la zona de riesgo 5 kW/m2 se alcanzara a una distancia de 84.7 m, el personal expuesto en la zona

tendrá quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego, el mayor riesgo es la incidencia de la flama contra equipos aledaños, finalmente la zona de amortiguamiento con una radiación de 1.4 kW/m2 se alcanzará a 126.1 m, esta marca el límite mínimo en factor de distancia que debe ser considerada como la zona de combate del evento por los sistemas de mitigación.

Ilustración 38. Jet Fire

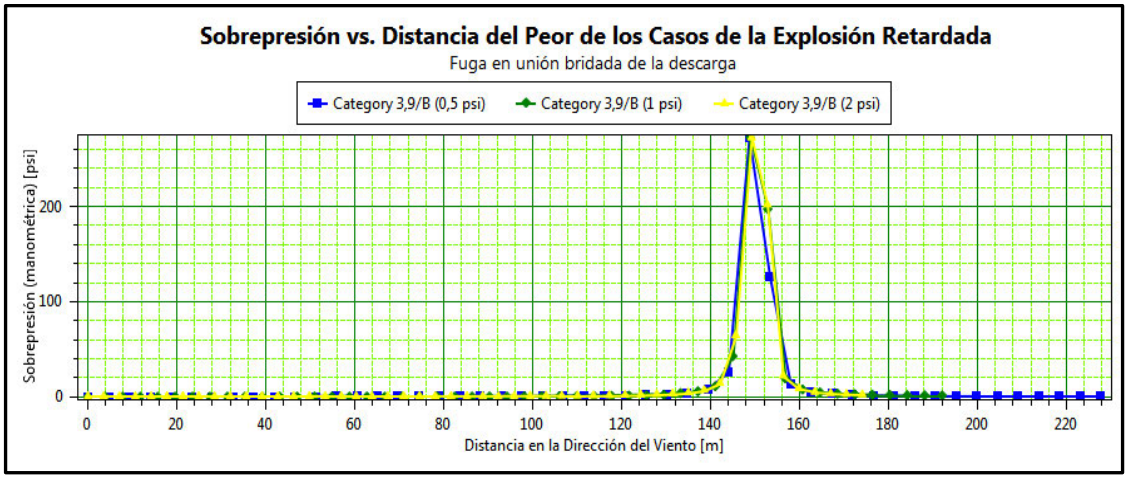


En la figura se puede observar la intensidad máxima de radiación que ocurre en el evento estudiado y que se basan en las características fisicoquímicas del Gas LPG.

4. **Explosión tardía (Late ignition)** la nube encuentra su punto de concentración para detonar a los 150 m pero se tiene que considerar que las explosiones son tridimensionales por lo cual las afectaciones de ondas de sobrepresión son las siguientes a partir del punto de: 192.1 m para 1 PSI (zona de riesgo), donde podrían existir daños en líneas y equipos de procesos de la planta y otras instalaciones cercanas que pueden tener efecto dominó, por último la 227.7 m para 0.5 PSI (zona de seguridad), se esperan daños físicos temporales al personal expuesto a la onda de sobrepresión principalmente en los carromatos y cuartos de control de la planta cercanos al evento.

La gráfica muestra los niveles de sobrepresión contra las máximas distancias alcanzadas por cada uno de los diferentes umbrales, así como el comportamiento del evento donde se contempla un área tridimensional en un ángulo de 360° para contemplar posibles cambios de dirección de los vientos dominantes del sitio.

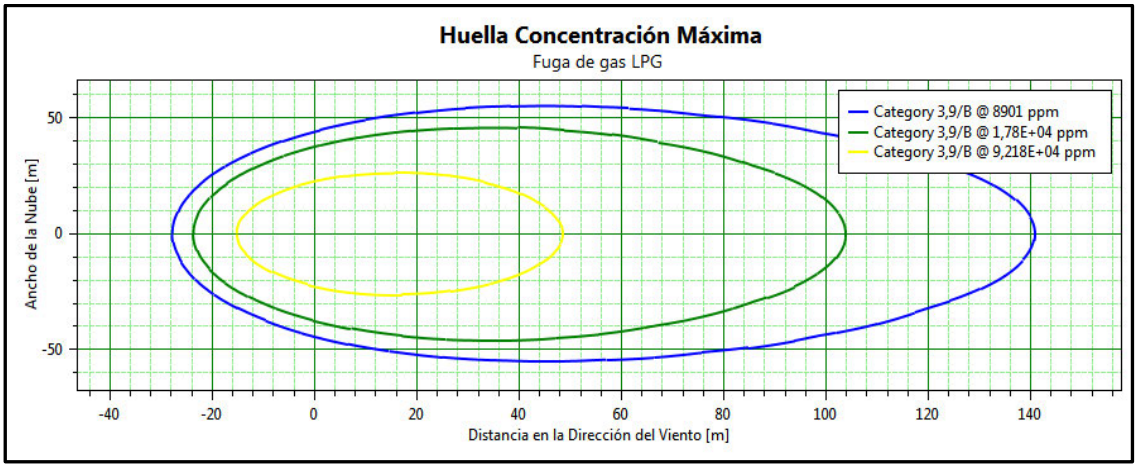
Ilustración 39. Explosión Tardía (Late Ignition)

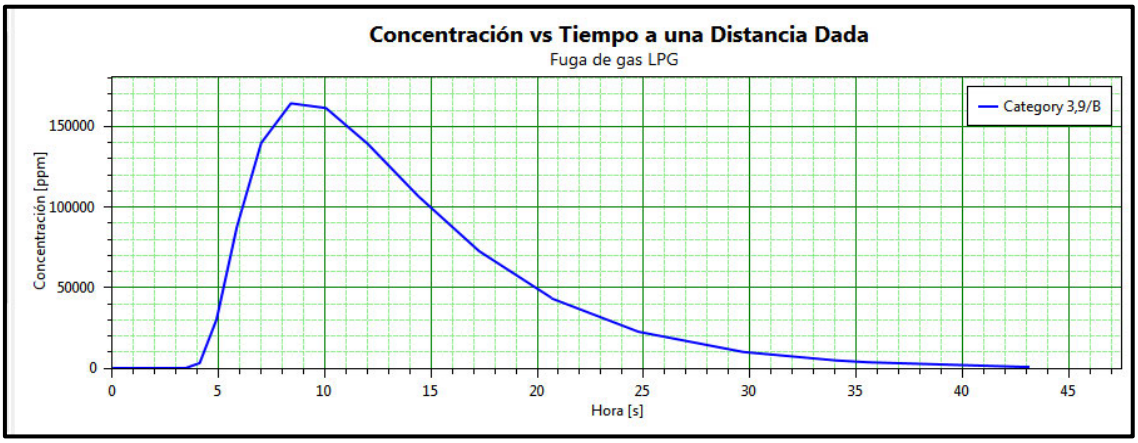


Los escenarios para la **hipótesis 3**, **Emisión de LPG por la línea de 18" de salida de salmuera hacia las piletas** (Caso más probable "CMP"):

1. **Dispersión de la nube**, Al momento de darse la formación de un inventario base de 1000 Kg se considera que estará a condiciones atmosféricas debido a que el escape es continuo durante un largo período, el simulador Phast versión 7.11, indica que su límite superior de inflamabilidad "LSI" a una distancia de 48.87 m y su límite inferior de inflamabilidad "LII" hasta los 104 m., siendo la distancia comprendida entre ambos la zona ideal de ocurrencia de eventos de fuego por barrido de gases.

Ilustración 40. Dispersión de nube

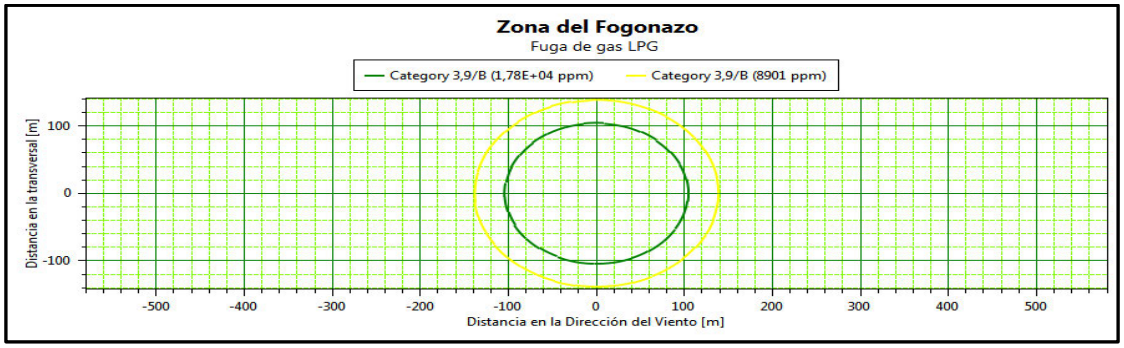




Las figuras anteriores muestran el perfil y su máxima concentración, donde se aprecia las características físicas de la nube antes de comenzar a disiparse por el igualamiento de las condiciones atmosféricas del sitio.

2. **Flamazo (Flash Fire)**, Al presentarse la fuga la concentración de vapores una vez alcanzando las condiciones ideales de concentración en cuestión de ppm y oxigeno ambiental (21% para cerrar el triángulo del fuego), se propagará hasta el punto de emisión, barriendo y quemando toda la zona ocupada por los vapores, para la zona dentro de la nube "LFL" con una distancia de 104 m donde se esperan que las personas sufrirán 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes, mientras las afectaciones fuera de la nube "LFL 0.5" con una distancia de 138.5 m, como la duración del fenómeno es muy corta el daño es limitado y muy inferior,

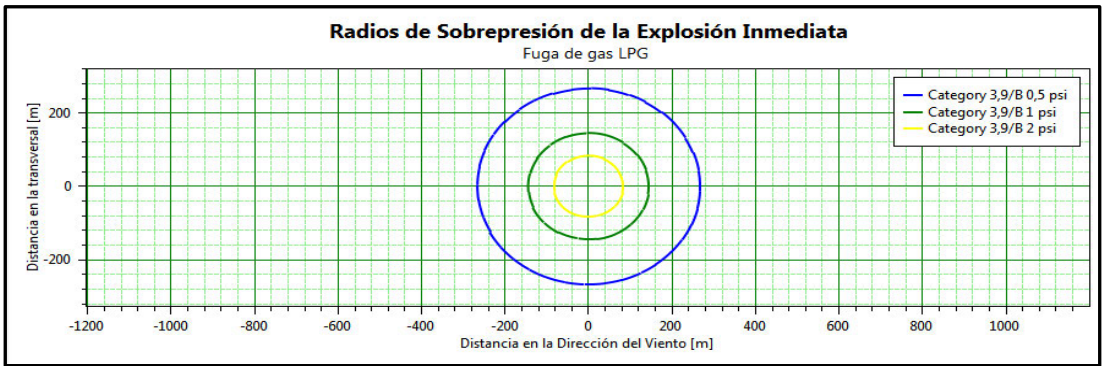
Ilustración 41. Flash Fire

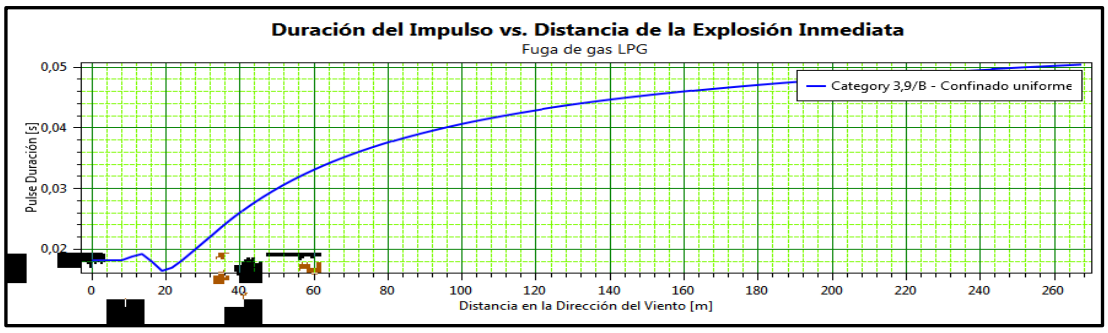


Para éste caso consideramos la dispersión de una nube de gas alta presión en la que los efectos por presión son despreciables, quedando solamente por considerar los correspondientes a la radiación térmica.

3. **Explosión inmediata (Early ignition),** la nube encuentra su punto de concentración para detonar lo más cercano a su origen de la fuga, se tiene que considerar que las explosiones son tridimensionales por lo cual las afectaciones de ondas de sobrepresión son las siguientes a partir del punto de: 144.8 m para 1 PSI (zona de riesgo) donde podrían existir daños en líneas y equipos de procesos de la planta y otras instalaciones cercanas que pueden tener efecto dominó, por último la 267.2 m para 0.5 PSI (zona de seguridad) se esperan daños físicos temporales al personal expuesto a la onda de sobrepresión principalmente en los carromatos de los contratistas y cuartos de control de la planta cercanos al evento.

Ilustración 42. Explosión inmediata (Early Ignition)





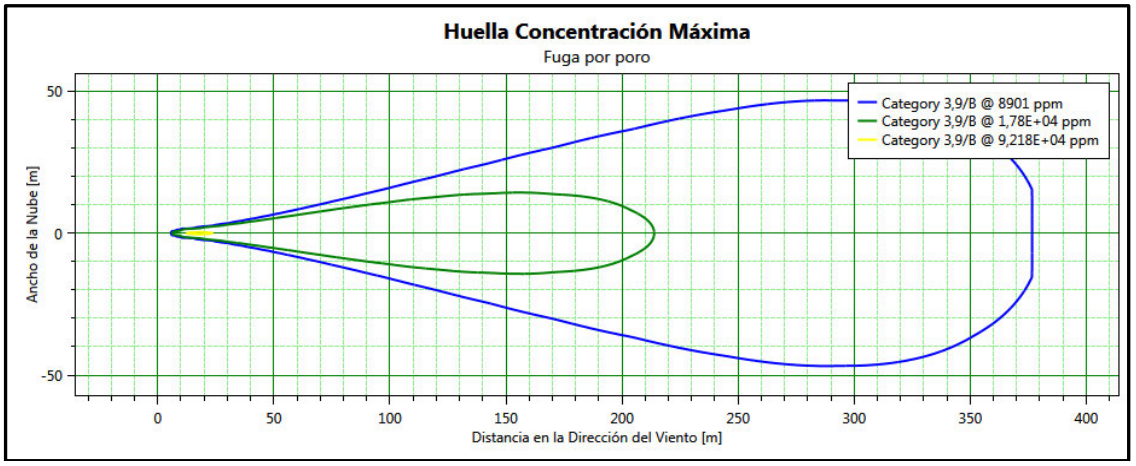
Las gráficas muestran los niveles de sobrepresión contra las máximas distancias alcanzadas por cada uno de los diferentes umbrales, así como el comportamiento de impulso del evento donde se contempla un área tridimensional en un ángulo de 360° para contemplar posibles cambios de

dirección de los vientos dominantes del sitio.

Los escenarios para la **hipótesis 4**, **Fuga de LPG por un poro de corrosión equivalente a 2.0" en la cubeta de alguna de las trampas de diablos** (Caso más probable "CMP"):

1. **Dispersión de la nube**, Al momento de darse la fuga por la unión bridada, la mezcla se libera a una velocidad de 156.69 m/s a una razón de 99.94 kg/s, donde la corriente analizada se encuentra en fase gaseosa, el cual presenta en su mayoría hidrocarburos ligeros que a temperatura y presión de suministro del servicio presentaran una fracción liquida de 0.67 por lo que la mezcla se presentara como una nube de vapores que en su mayoría tendrán características de aerosol por lo que formaran charcos, el simulador Phast versión 7.11 indica que su límite superior de inflamabilidad "LSI" a una distancia de 28.54 m y su límite inferior de inflamabilidad "LII" hasta los 216 m siendo la distancia comprendida entre ambos la zona ideal de ocurrencia de eventos de fuego por barrido de gases.

Ilustración 43. Dispersión de Nube

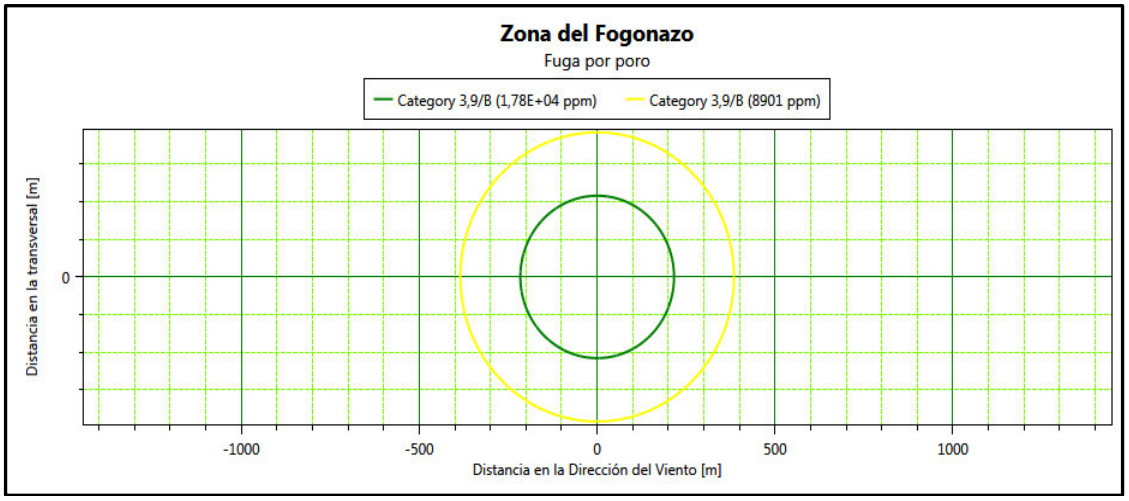


La figura anterior muestra el perfil y su máxima concentración, donde se aprecia las características físicas de la nube antes de comenzar a disiparse por el igualamiento de las condiciones atmosféricas del sitio.

2. **Flamazo (Flash Fire)**, al presentarse la fuga la concentración de vapores una vez alcanzando las condiciones ideales de concentración en cuestión de ppm y oxigeno ambiental (21% para cerrar el triángulo del fuego), se propagará hasta el punto de emisión, barriendo y quemando toda la zona ocupada por los vapores, para la zona dentro de la nube "LFL" con una distancia de 216 m donde se esperan que las personas sufrirán 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes, mientras las afectaciones fuera de la nube "LFL 0.5" con una distancia de 384.6 m, como la duración del fenómeno es muy corta el daño es limitado y muy inferior.

Ilustración 44. Flash Fire



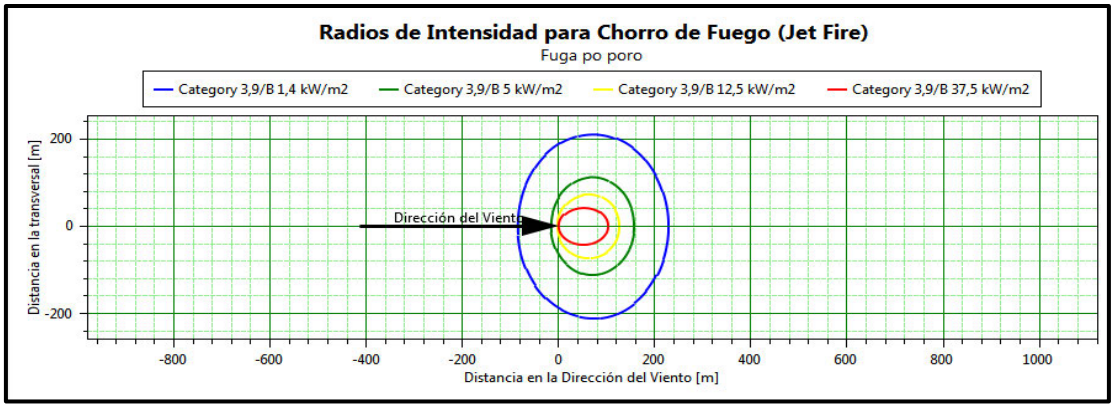
Para éste caso consideramos la dispersión de una nube de gas alta presión en la que los efectos por presión son despreciables, quedando solamente por considerar los correspondientes a la radiación térmica.

3. **El Dardo de fuego (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.

   Para el escenario bajo estudio se obtuvieron los siguientes radios de afectación; para la zona de riesgo 5 kW/m^2 se alcanzara a una distancia de 174.3 m, el personal expuesto en la zona tendrá quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego, el mayor riesgo es la incidencia de la flama contra equipos aledaños, finalmente la

zona de amortiguamiento con una radiación de 1.4 kW/m^2 se alcanzará a 260.8 m, esta marca el límite mínimo en factor de distancia que debe ser considerada como la zona de combate del evento por los sistemas de mitigación.

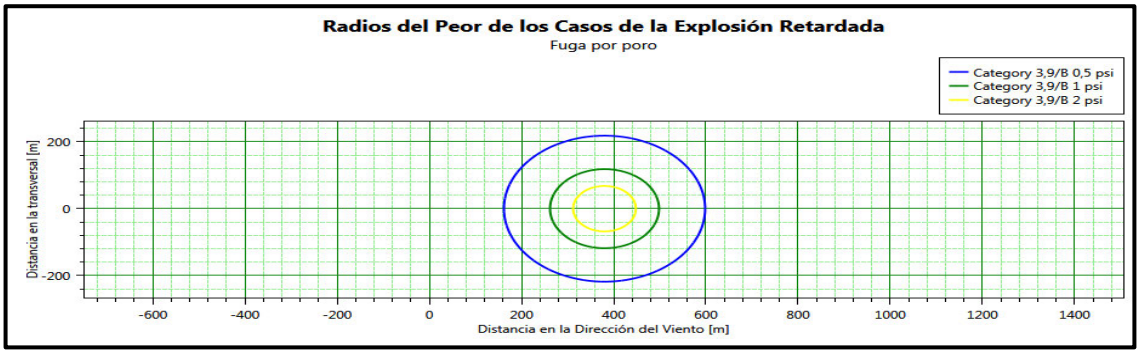
Ilustración 45. Jet Fire



En la figura se puede observar la intensidad máxima de radiación que ocurre en el evento estudiado y que se basan en las características fisicoquímicas del LPG.

4. **Explosión tardía (Late ignition),** la nube encuentra su punto de concentración para detonar a los 380 m., pero se tiene que considerar que las explosiones son tridimensionales por lo cual las afectaciones de ondas de sobrepresión son las siguientes a partir del punto de: 498.3 m. para 1 PSI (zona de riesgo) donde podrían existir daños en líneas y equipos de procesos de la planta y otras instalaciones cercanas que pueden tener efecto dominó, por último la 598.3 m. para 0.5 PSI (zona de seguridad), se esperan daños físicos temporales al personal expuesto a la onda de sobrepresión principalmente en los carromatos y cuartos de control de la planta cercanos al evento.

Ilustración 46. Explosión Tardía (Late Ignition)

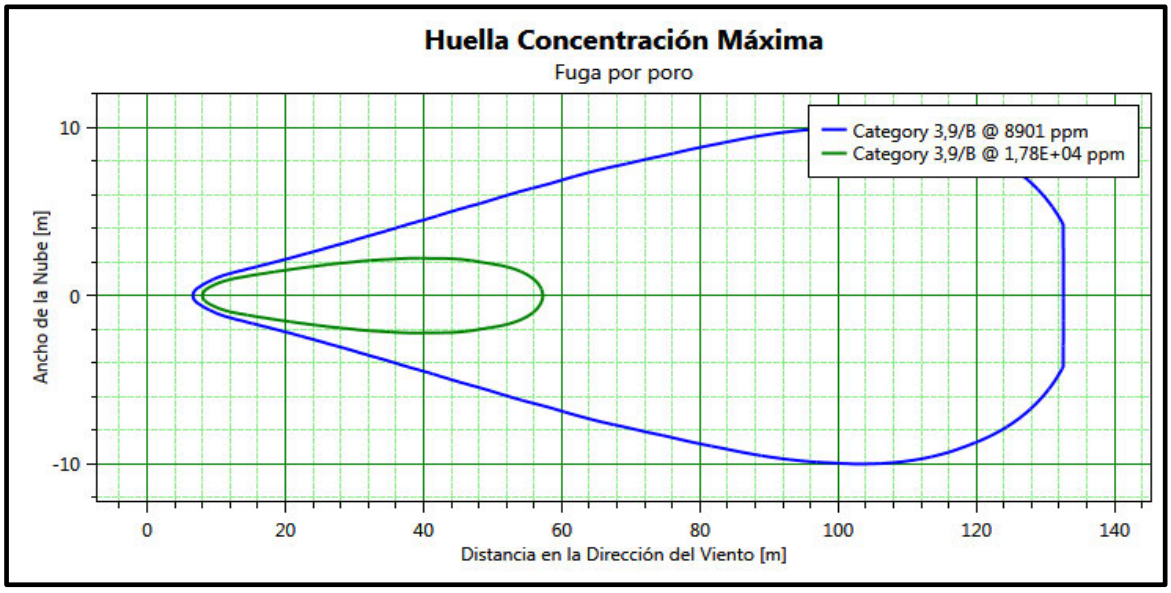


La gráficas muestra los niveles de sobrepresión contra las máximas distancias alcanzadas por cada uno de los diferentes umbrales, así como el comportamiento del evento donde se contempla un área tridimensional en un ángulo de 360° para contemplar posibles cambios de dirección de los vientos dominantes del sitio.

Los escenarios para la **hipótesis 5**, **fuga de LPG en el patín de medición por poro de corrosión aguas abajo de la válvula PV-710/720** (Caso Alterno "CA"):

1. **Dispersión de la nube**, al momento de darse fuga por la unión bridada, la mezcla se libera a una velocidad de 156.69 m/s a una razón de 14.05 kg/s, donde la corriente analizada se encuentra en fase gaseosa, el cual presenta en su mayoría hidrocarburos ligeros que a temperatura y presión de suministro del servicio presentaran una fracción líquida de 0.67 por lo que la mezcla se presentara como una nube de vapores que en su mayoría tendrán características de aerosol por lo que formaran charcos, el simulador Phast versión 7.11 indica que su límite superior de inflamabilidad "LSI" a una distancia de 8.81 m., y su límite inferior de inflamabilidad "LII" hasta los 59.8 m., siendo la distancia comprendida entre ambos la zona ideal de ocurrencia de eventos de fuego por barrido de gases.

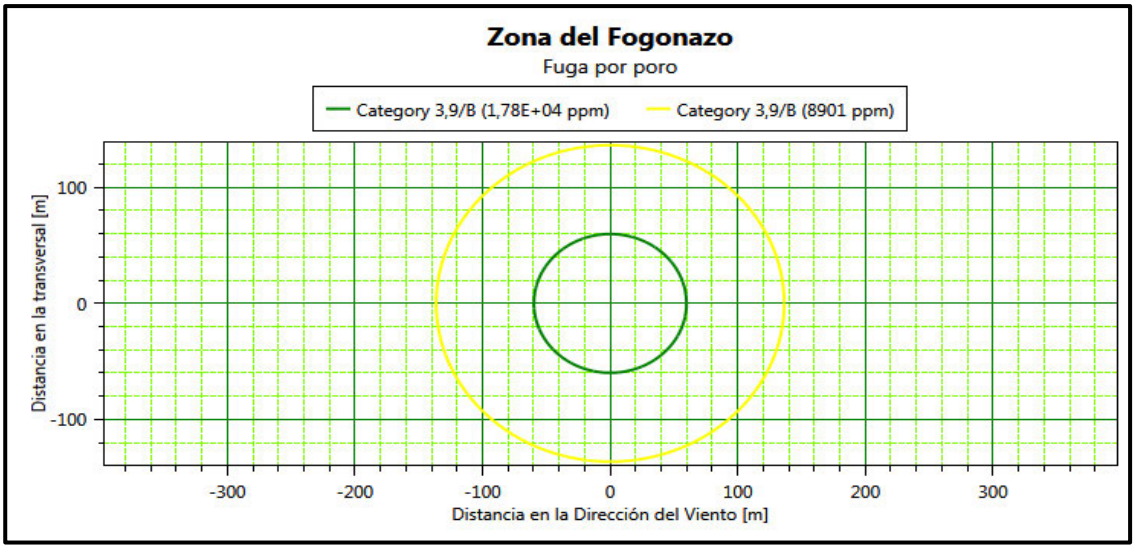
Ilustración 47. Dispersión de nube



La figura anterior muestra el perfil y su máxima concentración, donde se aprecia las características físicas de la nube antes de comenzar a disiparse por el igualamiento de las condiciones atmosféricas del sitio.

2. **Flamazo (Flash Fire)**, al presentarse la fuga la concentración de vapores una vez alcanzando las condiciones ideales de concentración en cuestión de ppm y oxigeno ambiental (21% para cerrar el triángulo del fuego), se propagará hasta el punto de emisión, barriendo y quemando toda la zona ocupada por los vapores, para la zona dentro de la nube "LFL" con una distancia de 59.8 m donde se esperan que las personas sufrirán 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes, mientras las afectaciones fuera de la nube "LFL 0.5" con una distancia de 136.4 m., como la duración del fenómeno es muy corta el daño es limitado y muy inferior.

Ilustración 48. Flash Fire



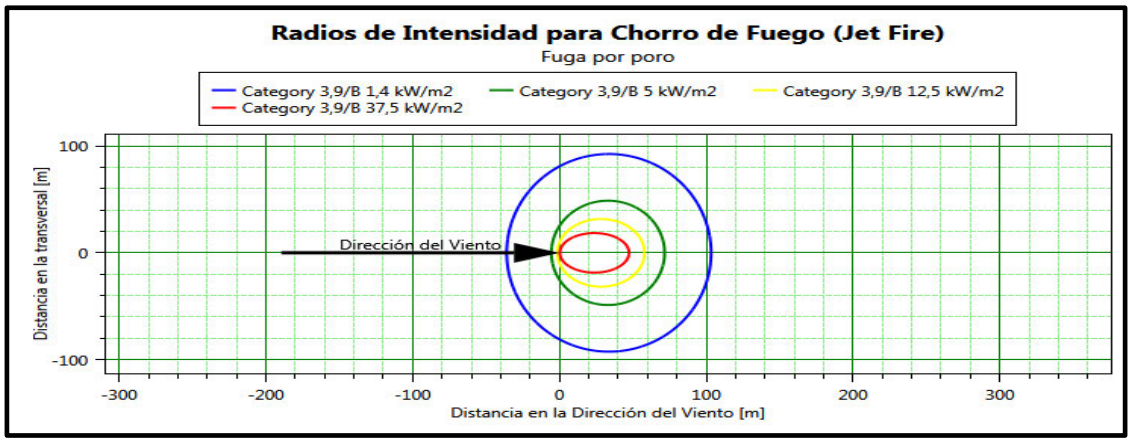
Para éste caso consideramos la dispersión de una nube de gas a alta presión en la que los efectos por presión son despreciables, quedando solamente por considerar los correspondientes a la radiación térmica.

3. **El Dardo de fuego (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.

Para el escenario bajo estudio se obtuvieron los siguientes radios de afectación; para la zona de riesgo 5 kW/m^2 se alcanzará a una distancia de 71.62 m., el personal expuesto en la zona tendrá quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego, el mayor riesgo es la incidencia de la flama contra equipos aledaños, finalmente la zona de amortiguamiento con una radiación de 1.4 kW/m^2 se alcanzará a 105.7 m., esta marca el límite mínimo en factor de distancia que debe ser considerada como la zona de combate del evento por los sistemas de mitigación.

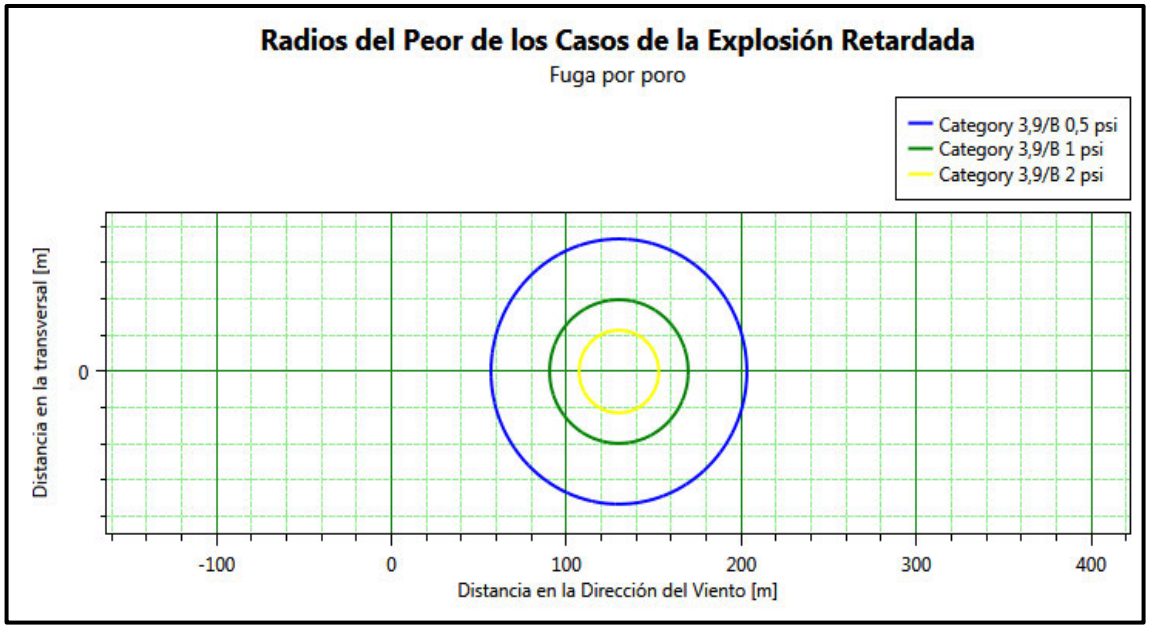
Ilustración 49. Jet Fire



En la figura se puede observar la intensidad máxima de radiación que ocurre en el evento estudiado y que se basan en las características fisicoquímicas del LPG.

4. **Explosión tardía (Late ignition),** la nube encuentra su punto de concentración para detonar a los 130 m. pero se tiene que considerar que las explosiones son tridimensionales por lo cual las afectaciones de ondas de sobrepresión son las siguientes a partir del punto de: 169.6 m. para 1 PSI (zona de riesgo) donde podrían existir daños en líneas y equipos de procesos de la planta y otras instalaciones cercanas que pueden tener efecto dominó, por último la 203.1 m. para 0.5 PSI (zona de seguridad) se esperan daños físicos temporales al personal expuesto a la onda de sobrepresión principalmente en los carromatos y cuartos de control de la planta cercanos al evento.

Ilustración 50. Explosión Tardía (Late Ignition)

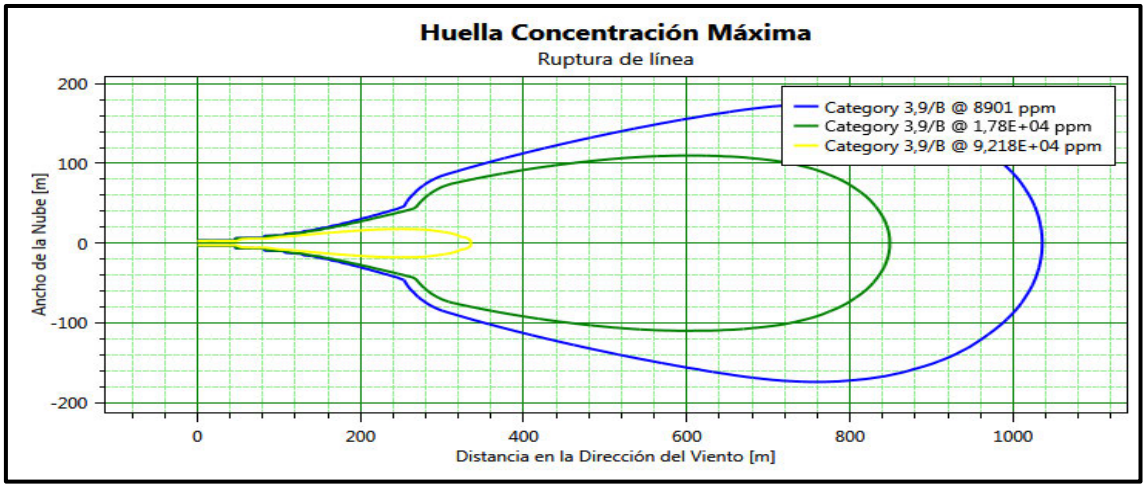


La gráfica muestra los niveles de sobrepresión contra las máximas distancias alcanzadas por cada uno de los diferentes umbrales, así como el comportamiento del evento donde se contempla un área tridimensional en un ángulo de 360° para contemplar posibles cambios de dirección de los vientos dominantes del sitio.

Los escenarios para la **hipótesis 6**, **Ruptura catastrófica de la línea de 16" del patín de medición** (Evento Peor Caso "PC"):

1. **Dispersión de la nube**, Al momento de darse la ruptura de la línea de 16" , la mezcla se libera a una velocidad de 156.69 m/s a una razón de 6396 kg/s, donde la corriente analizada se encuentra en fase de gaseosa, debido al diámetro de fuga presentara una emisión PUFF de la mezcla la cual incluirá grandes concentraciones de vapores de hidrocarburos que viajarán a una gran distancia para alcanzar sus condiciones ideales, el simulador Phast versión 7.11, indica que su límite superior de inflamabilidad "LSI" a una distancia de 340.5 m. y su límite inferior de inflamabilidad "LII" hasta los 856.9 m., siendo la distancia comprendida entre ambos la zona ideal de ocurrencia de eventos de fuego por barrido de gases.

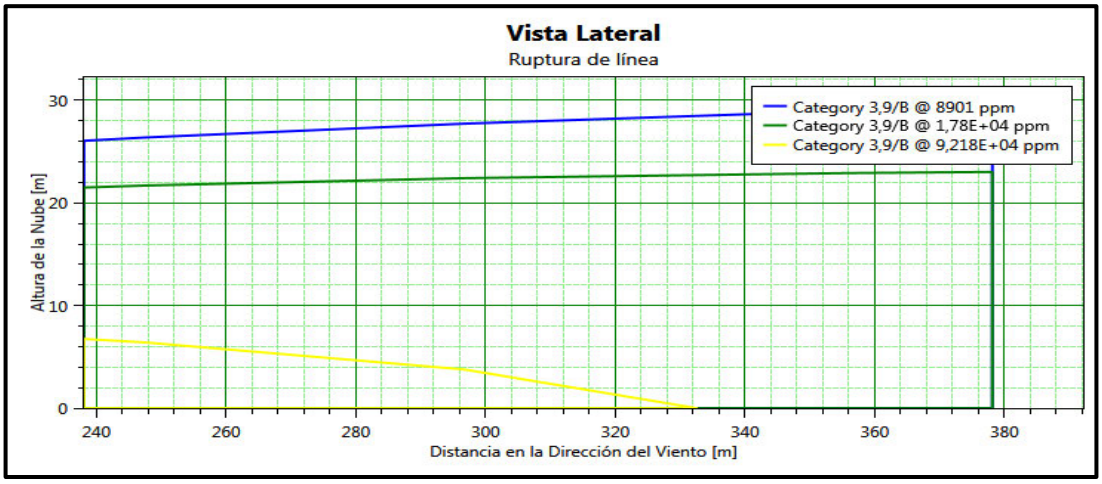
Ilustración 51. Dispersión de Nube



La figura anterior muestra el perfil lateral de la fuga, donde se aprecian las características físicas de la nube, se pueden apreciar el ancho, altura y máxima distancia de afectación de la nube que es cercana a los 1039 m., ántes de comenzar a disiparse por el igualamiento de las condiciones atmosféricas del sitio.

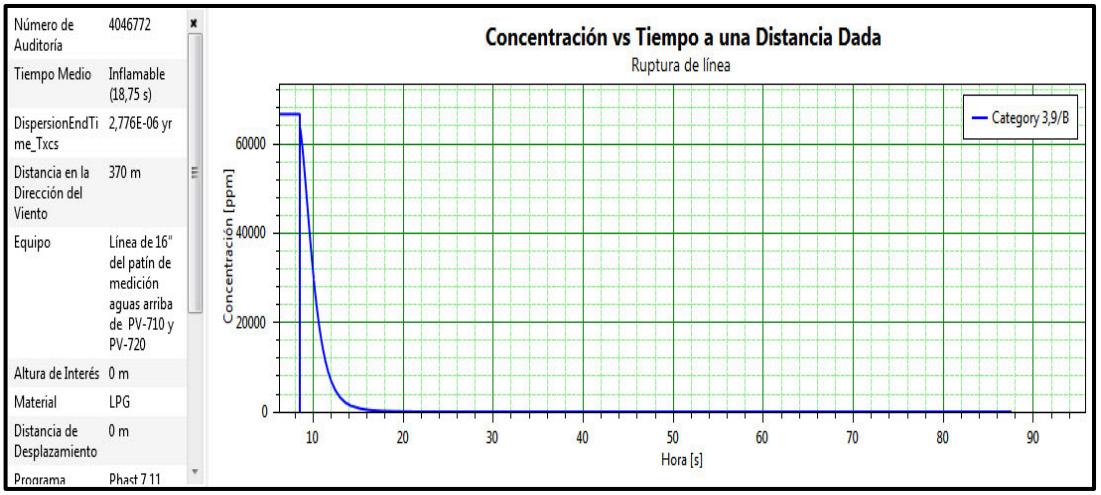
La figura siguiente muestra el perfil lateral de la fuga, se pueden apreciar el ancho, altura máxima que es de 40 m. desde el suelo por lo que las torres de comisión federal de electricidad podrían ser la posible fuente de ignición de este evento.

Ilustración 52. Vista lateral de la nube



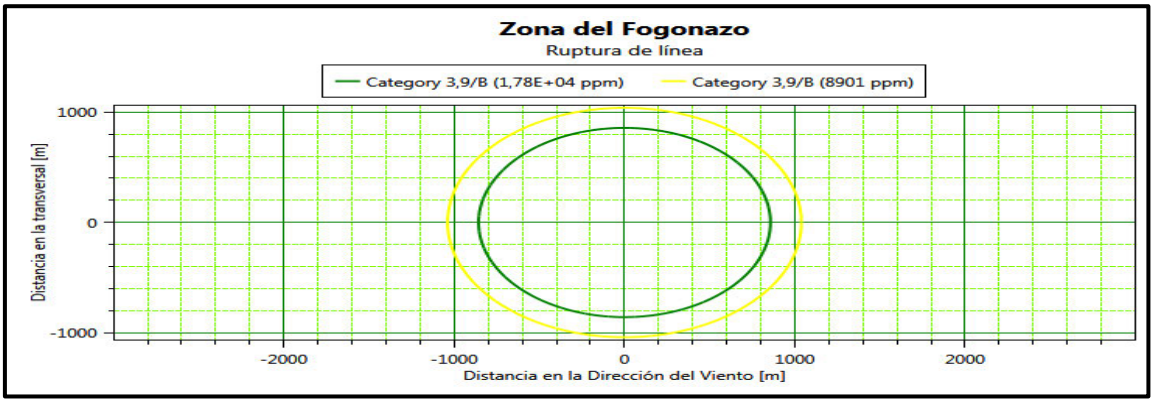
Por último, la figura siguiente muestra el perfil de concentración VS distancia durante la dispersión de la fuga hasta el momento donde se establece con las condiciones de la atmosfera.

Ilustración 53. Concentración vs distancia



2. **Flamazo (Flash Fire)**, al presentarse la fuga, la concentración de vapores una vez alcanzadas las condiciones ideales de concentración en cuestión de ppm y oxigeno ambiental (21% para cerrar el triángulo del fuego), se propagará hasta el punto de emisión, barriendo y quemando toda la zona ocupada por los vapores, para la zona dentro de la nube "LFL" con una distancia de 856.9 m. donde se esperan que las personas sufrirán quemaduras graves de 2° grado sobre una gran parte del cuerpo, la situación se agrava a quemaduras de 3° y 4° grado por la ignición más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada. Aproximadamente morirá 14.0% de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes, mientras las afectaciones fuera de la nube "LFL 0.5" con una distancia de 1039 m., como la duración del fenómeno es muy corta el daño es limitado y muy inferior

Ilustración 54. Flash Fire

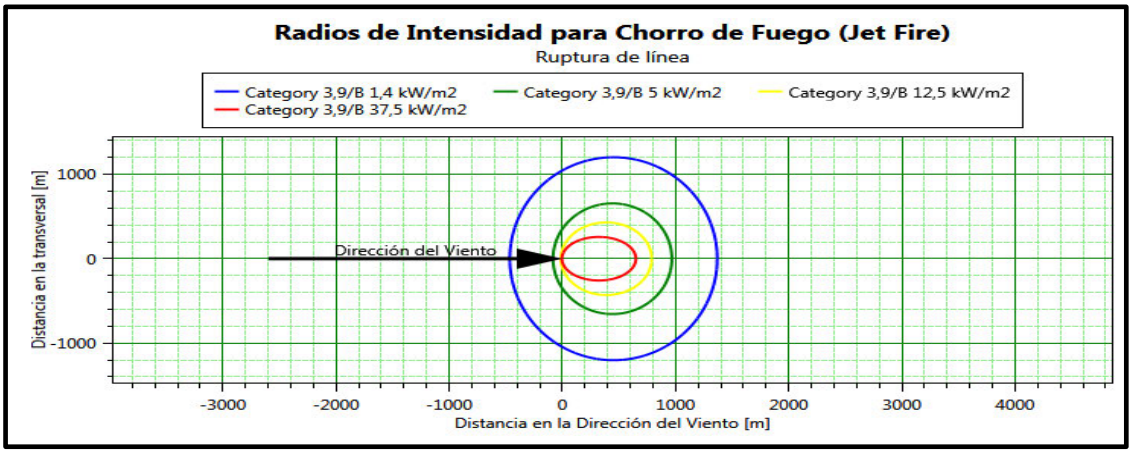


Para éste caso consideramos la dispersión de una nube de gas a alta presión en la que los efectos por presión son despreciables, quedando solamente por considerar los correspondientes a la radiación térmica.

3. **El Dardo de fuego (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.

   Para el escenario bajo estudio se obtuvieron los siguientes radios de afectación; para la zona de riesgo 5 kW/m^2 se alcanzará a una distancia de 967 m., el personal expuesto en la zona tendrá quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego, el mayor riesgo es la incidencia de la flama contra equipos aledaños, finalmente la zona de amortiguamiento con una radiación de 1.4 kW/m^2 se alcanzaraá a 1390 m., esta marca el límite mínimo en factor de distancia que debe ser considerada como la zona de combate del evento por los sistemas de mitigación.

Ilustración 55. Jet Fire



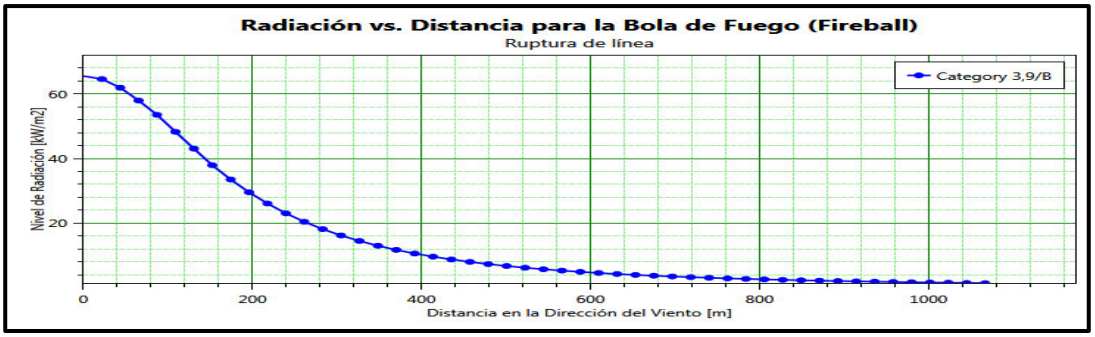
En la figura se puede observar la intensidad máxima de radiación que ocurre en el evento estudiado y que se basa en las características fisicoquímicas del LPG.

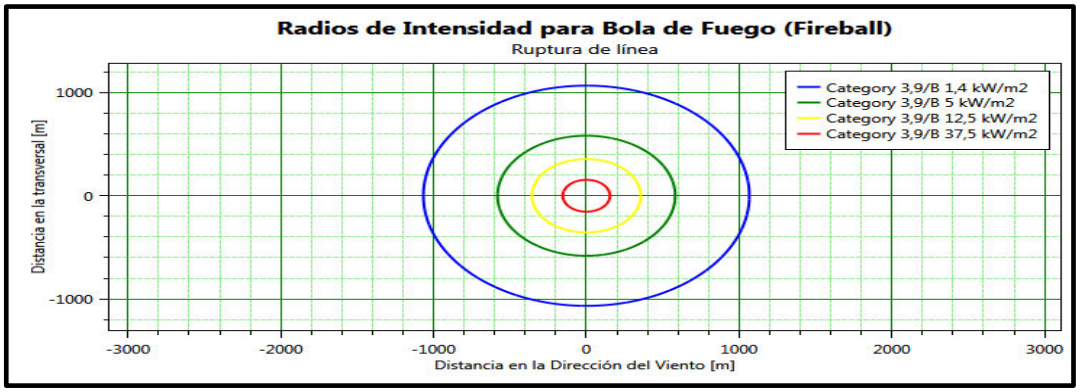
4. **El evento de bola de fuego (Fire Ball)**, llama de propagación por difusión, formada cuando una masa importante de combustible se enciende por contacto con llamas estacionarias

adyacentes. Se forma un globo incandescente que asciende verticalmente y que se consume con gran rapidez, dando como resultados niveles súbitos de alta intensidad de radiación a grandes distancias.

Para el escenario bajo estudio se obtuvieron los siguientes radios de afectación; para la zona de riesgo 5 kW/m^2 se alcanzará a una distancia de 581.6 m., el personal expuesto en la zona tendrá quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego, el mayor riesgo es la incidencia de la flama contra equipos aledaños, finalmente la zona de amortiguamiento con una radiación de 1.4 kW/m^2 se alcanzara a 1067 m., ésta marca el límite mínimo en factor de distancia que debe ser considerada como la zona de combate del evento por los sistemas de mitigación.

Ilustración 56. Fire Ball

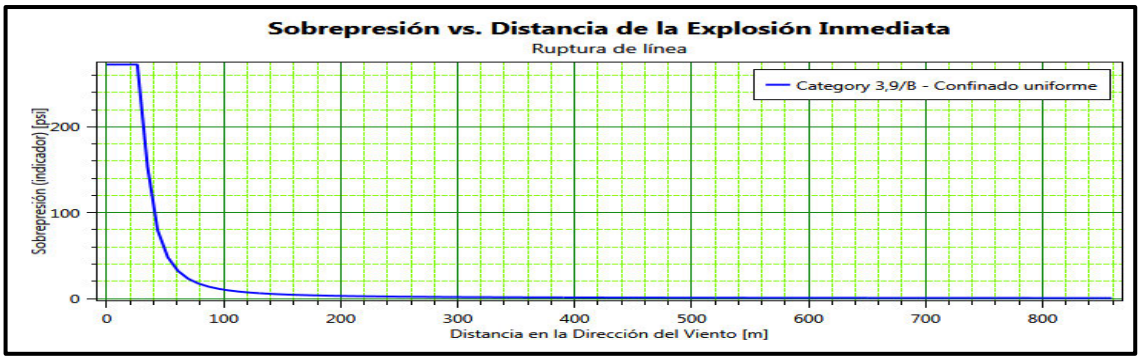


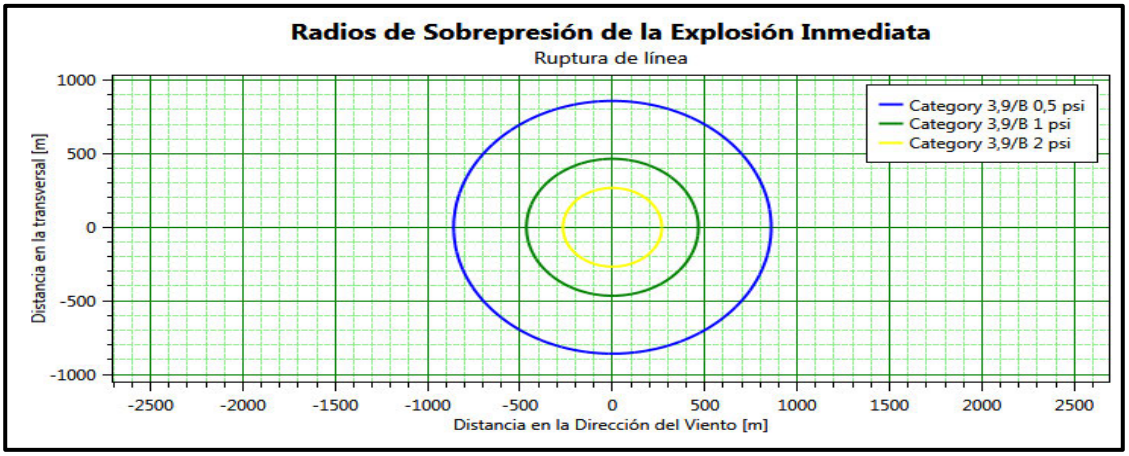


5. **Explosión inmediata (Early ignition),** la nube encuentra su punto de concentración para detonar lo más cercano a su origen de la fuga, se tiene que considerar que las explosiones son tridimensionales por lo cual las afectaciones de ondas de sobrepresión son las siguientes a partir del punto de: 465.5 m para 1 PSI (zona de riesgo), donde podrían existir

daños en líneas y equipos de procesos de la planta y otras instalaciones cercanas que pueden tener efecto dominó, por último la 859.2 m. para 0.5 PSI (zona de seguridad) se esperan daños físicos temporales al personal expuesto a la onda de sobrepresión principalmente en los carromatos de los contratistas y cuartos de control de la planta cercanos al evento.

Ilustración 57. Explosión Inmediata (Early Ignition)



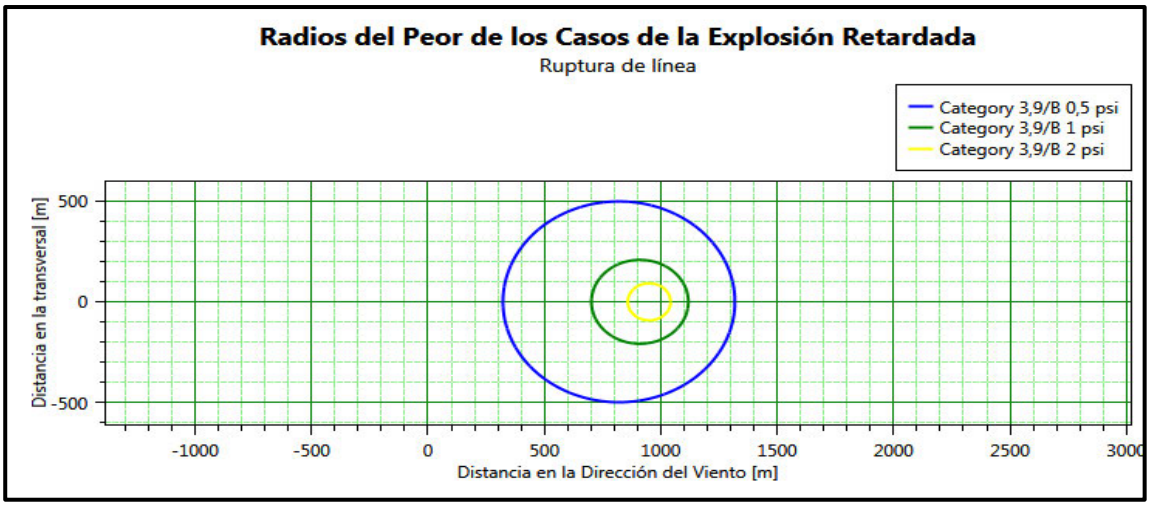


La gráficas muestran los niveles de sobrepresión contra las máximas distancias alcanzadas por cada uno de los diferentes umbrales, así como el comportamiento de impulso del evento donde se contempla un área tridimensional en un ángulo de 360° para contemplar posibles cambios de dirección de los vientos dominantes del sitio.

6. **Explosión tardía (Late ignition),** la nube encuentra su punto de concentración para detonar a los 734.8 m. pero se tiene que considerar que las explosiones son tridimensionales por lo cual las afectaciones de ondas de sobrepresión son las siguientes a partir del punto de: 1118

m. para 1 PSI (zona de riesgo) donde podrían existir daños en líneas y equipos de procesos de la planta y otras instalaciones cercanas que pueden tener efecto dominó, por último la 1318 m. para 0.5 PSI (zona de seguridad) se esperan daños físicos temporales al personal expuesto a la onda de sobrepresión principalmente en los carromatos y cuartos de control de la planta cercanos al evento.

Ilustración 58. Explosión Tardía (Late Ignition)

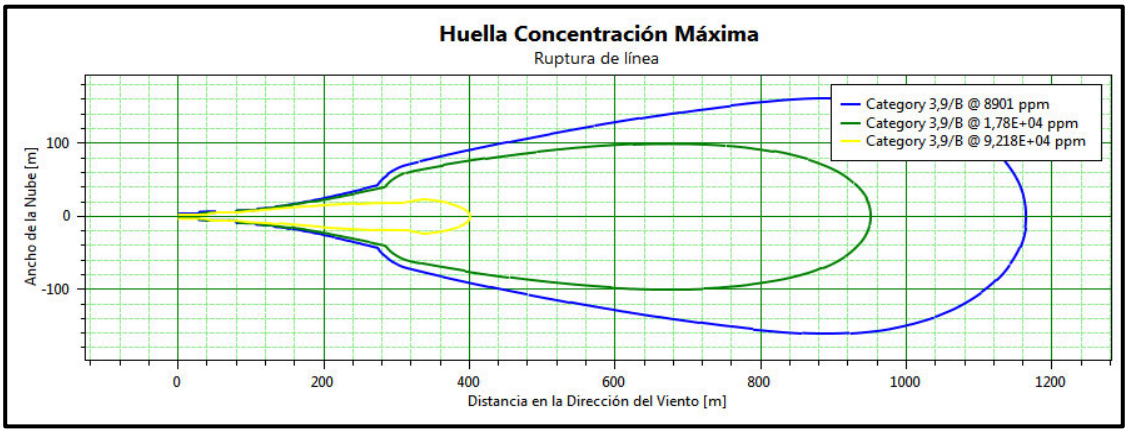


La gráfica muestra los niveles de sobrepresión contra las máximas distancias alcanzadas por cada uno de los diferentes umbrales, así como el comportamiento del evento donde se contempla un área tridimensional en un ángulo de 360° para contemplar posibles cambios de dirección de los vientos dominantes del sitio.

Los escenarios para la **hipótesis 7**, **ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna** (Evento Peor Caso "PC"):

1. **Dispersión de la nube**, al momento de darse la ruptura de la línea de 24", la mezcla se libera a una velocidad de 156.69 m/s a una razón de 14390 kg/s, donde la corriente analizada se encuentra en fase de gaseosa, debido al diámetro de fuga presentara una emisión PUFF de la mezcla la cual incluirá grandes concentraciones de vapores de hidrocarburos que viajara a una gran distancia para alcanzar sus condiciones ideales, el simulador Phast versión 7.11, indica que su límite superior de inflamabilidad "LSI" a una distancia de 481.3 m. y su límite inferior de inflamabilidad "LII" hasta los 984.1 m. siendo la distancia comprendida entre ambos la zona ideal de ocurrencia de eventos de fuego por barrido de gases.

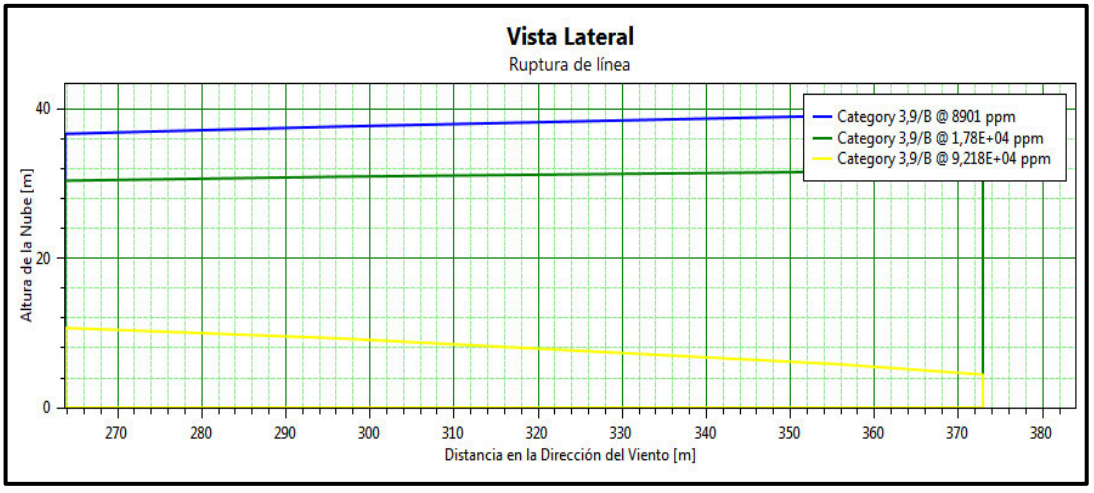
Ilustración 59. Dispersión de Nube



La figura anterior muestra el perfil lateral de la fuga, donde se aprecian las características físicas de la nube, se pueden apreciar el ancho, altura y máxima distancia de afectación de la nube que es cercana a los 1203.6 m., antes de comenzar a disiparse por el igualamiento de las condiciones atmosféricas del sitio.

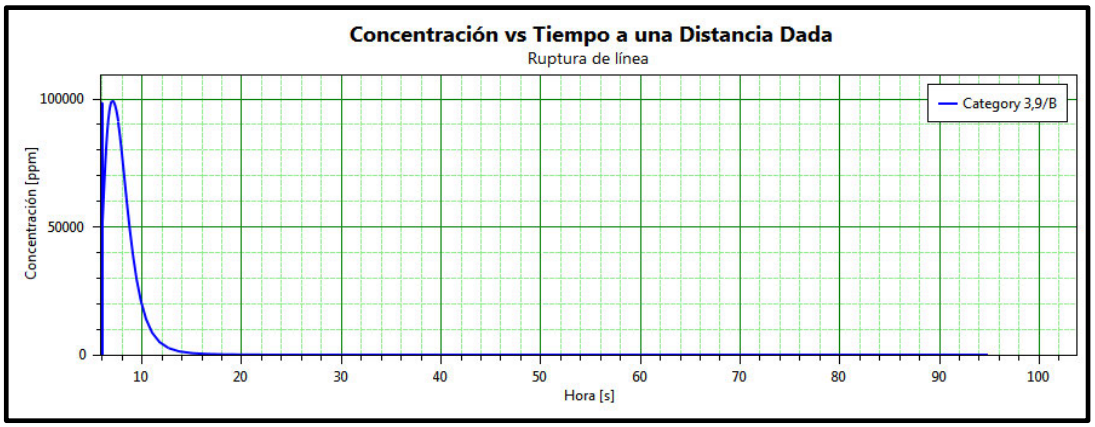
La figura siguiente muestra el perfil lateral de la fuga, se pueden apreciar el ancho, altura máxima que es de 40 m. desde el suelo por lo que las torres de comisión federal de electricidad podrían ser las posible fuente de ignición de este evento.

Ilustración 60. Vista lateral de la nube



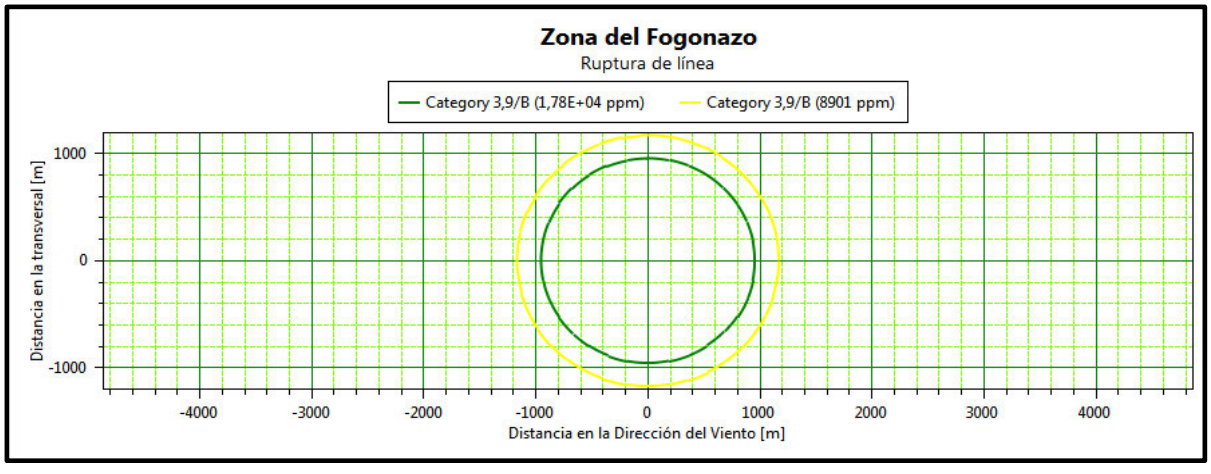
Por último la figura siguiente. El perfil de concentración VS distancia durante la dispersión de la fuga hasta el momento donde se establece con las condiciones de la atmósfera.

Ilustración 61. Concentración vs distancia



2. **Flamazo (Flash Fire)**, al presentarse la fuga la concentración de vapores una vez alcanzando las condiciones ideales de concentración en cuestión de ppm y oxígeno ambiental (21% para cerrar el triángulo del fuego), se propagará hasta el punto de emisión, barriendo y quemando toda la zona ocupada por los vapores, para la zona dentro de la nube "LFL" con una distancia de 984.1 m. donde se esperan que las personas sufrirán 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes, mientras las afectaciones fuera de la nube "LFL 0.5" con una distancia de 1203.6 m., como la duración del fenómeno es muy corta el daño es limitado y muy inferior.

Ilustración 62. Flash Fire

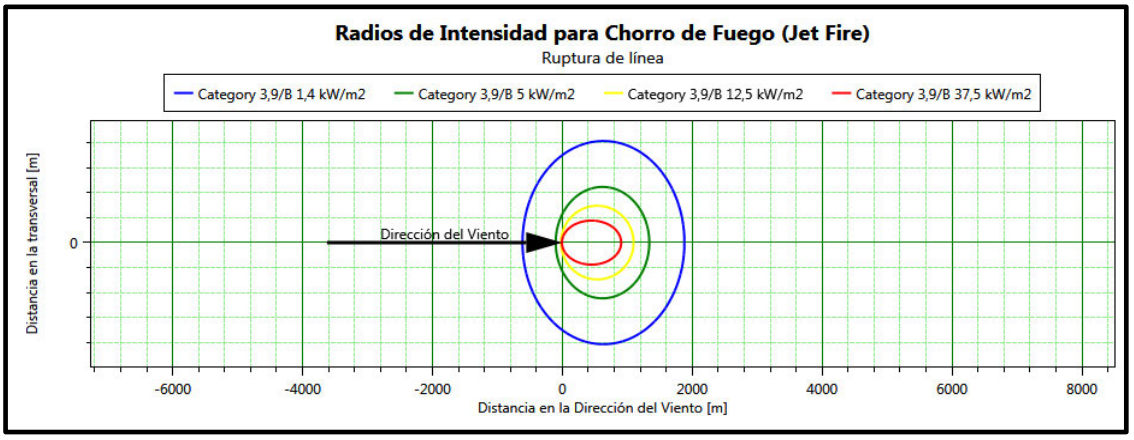


Para éste caso consideramos la dispersión de una nube de gas alta presión en la que los efectos por presión son despreciables, quedando solamente por considerar los correspondientes a la radiación térmica.

3. **El Dardo de fuego (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.

   Para el escenario bajo estudio se obtuvieron los siguientes radios de afectación; para la zona de riesgo 5 kW/m^2 se alcanzará a una distancia de 1338 m., el personal expuesto en la zona tendrá quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego, el mayor riesgo es la incidencia de la flama contra equipos aledaños, finalmente la zona de amortiguamiento con una radiación de 1.4 kW/m^2 se alcanzará a 1902 m., esta marca el límite mínimo en factor de distancia que debe ser considerada como la zona de combate del evento por los sistemas de mitigación.

Ilustración 63. Jet Fire



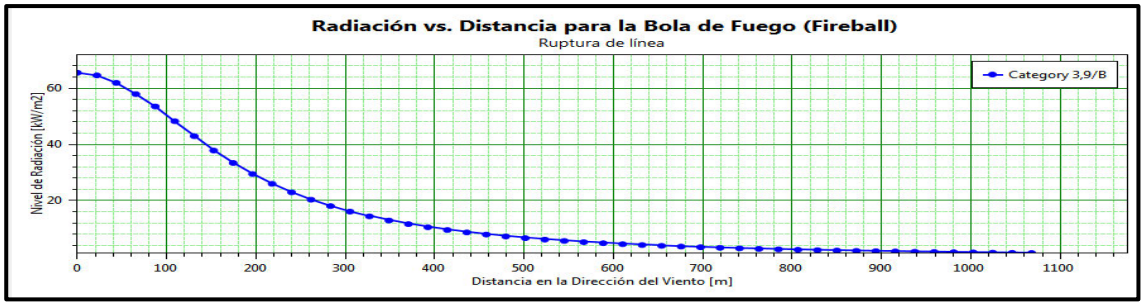
En la figura se puede observar la intensidad máxima de radiación que ocurre en el evento estudiado y que se basan en las características fisicoquímicas del LPG.

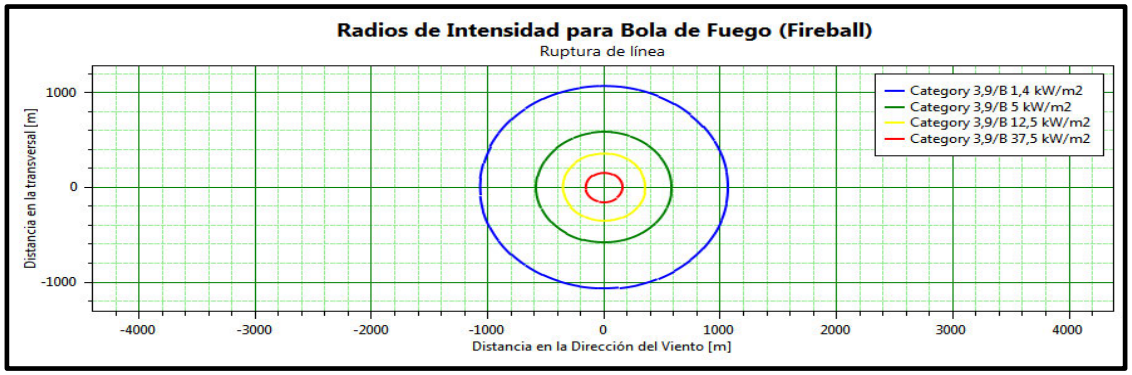
4. **El evento de bola de fuego (Fire Ball),** llama de propagación por difusión, formada cuando una masa importante de combustible se enciende por contacto con llamas estacionarias

adyacentes. Se forma un globo incandescente que asciende verticalmente y que se consume con gran rapidez, dando como resultados niveles súbitos de alta intensidad de radiación a grandes distancias.

Para el escenario bajo estudio se obtuvieron los siguientes radios de afectación; para la zona de riesgo 5 kW/m^2 se alcanzara a una distancia de 581.6 m, el personal expuesto en la zona tendrá quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego, el mayor riesgo es la incidencia de la flama contra equipos aledaños, finalmente la zona de amortiguamiento con una radiación de 1.4 kW/m^2 se alcanzara a 1067 m., esta marca el límite mínimo en factor de distancia que debe ser considerada como la zona de combate del evento por los sistemas de mitigación.

Ilustración 64. Fire Ball

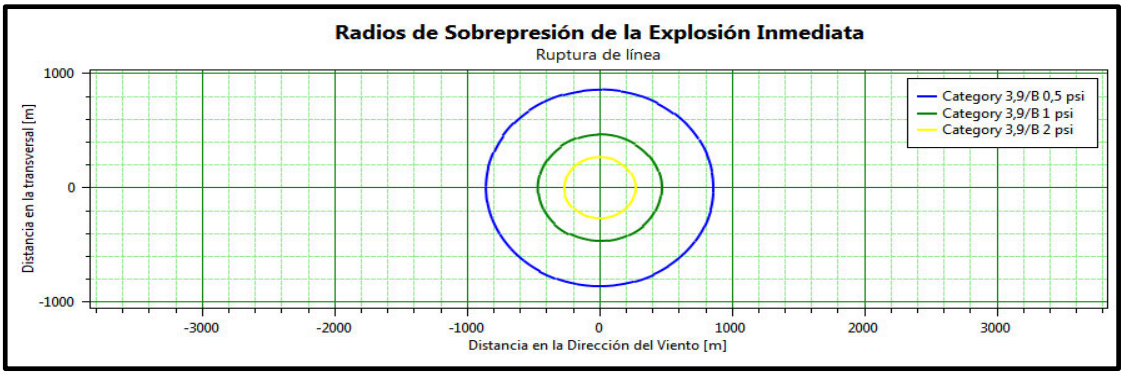


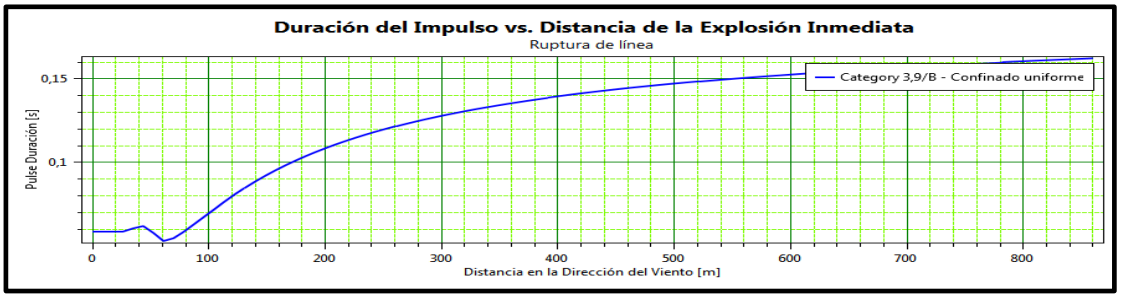


5. **Explosión inmediata (Early ignition),** la nube encuentra su punto de concentración para detonar lo más cercano a su orígen de la fuga, se tiene que considerar que las explosiones son tridimensionales por lo cual las afectaciones de ondas de sobrepresión son las siguientes a partir del punto de: 465.5 m para 1 PSI (zona de riesgo) donde podrían existir daños en líneas y equipos de procesos de la planta y otras instalaciones cercanas que

pueden tener efecto dominó, por último la 859.2 m. para 0.5 PSI (zona de seguridad) se esperan daños físicos temporales al personal expuesto a la onda de sobrepresión principalmente en los carromatos de los contratistas y cuartos de control de la planta cercanos al evento.

Ilustración 65. Explosión inmediata (Early Ignition)



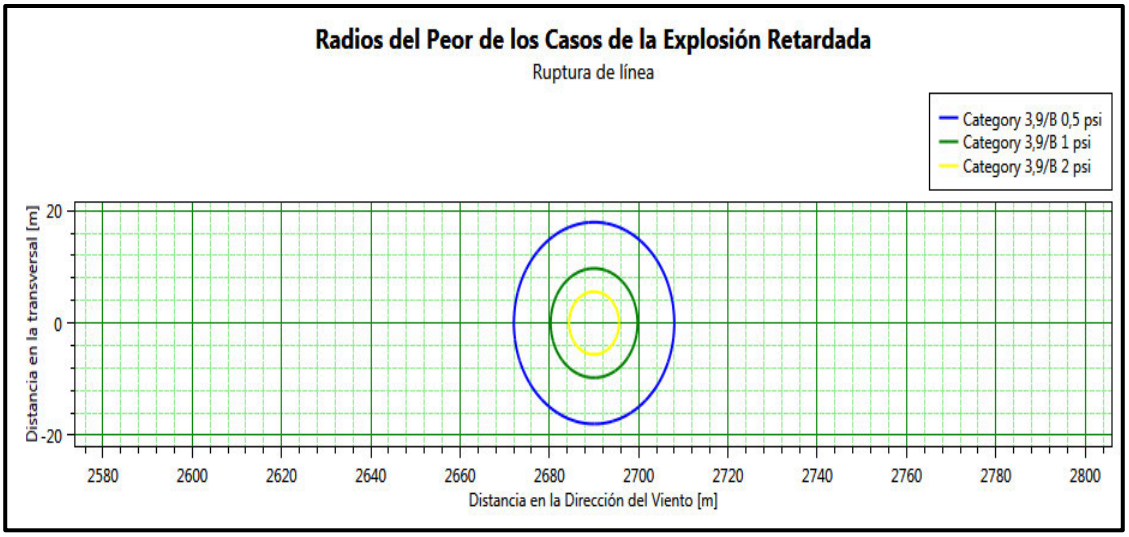


Las gráficas muestran los niveles de sobrepresión contra las máximas distancias alcanzadas por cada uno de los diferentes umbrales, así como el comportamiento de impulso del evento donde se contempla un área tridimensional en un ángulo de 360° para contemplar posibles cambios de dirección de los vientos dominantes del sitio.

6. **Explosión tardía (Late ignition),** la nube encuentra su punto de concentración para detonar a los 2690 m. pero se tiene que considerar que las explosiones son tridimensionales por lo cual las afectaciones de ondas de sobrepresión son las siguientes a partir del punto de: 2700 m para 1 PSI (zona de riesgo) donde podrían existir daños en líneas y equipos de procesos de la planta y otras instalaciones cercanas que pueden tener efecto dominó, por último la 2708 m. para 0.5 PSI (zona de seguridad) se esperan daños físicos temporales al personal expuesto a la onda de sobrepresión principalmente en los carromatos y cuartos de control

de la planta cercanos al evento.

Ilustración 66. Explosión Tardía (Late Ignition)



La gráfica muestra los niveles de sobrepresión contra las máximas distancias alcanzadas por cada uno de los diferentes umbrales, así como el comportamiento del evento donde se contempla un área tridimensional en un ángulo de 360° para contemplar posibles cambios de dirección de los vientos dominantes del sitio.

Los escenarios descritos anteriormente se generan por la repetitividad de las fallas mecánicas de equipos o por el daño mecánico que se causa en ellos por el desgaste operacional cotidiano como fallas de bridas, corrosión en materiales, materiales operando posterior a vida útil, ocasionando fugas que ponen en riesgo la vida de las personas, así como la integridad de los equipos, por lo que es de gran importancia la oportuna intervención en los sistemas de control y protecciones de la instalación para poder llevar los eventos no deseados a condiciones seguras, garantizando la seguridad de los operadores, las instalaciones y el medio ambiente.

En el **Anexo "F"**, se muestran las memorias de cálculo de los resultados del simulador.

A continuación se resumen los radios de afectación de los escenarios modelados propuestos.

Tabla 76. Radios de afectación en los escenarios de riesgo propuestos y modelados

Datos Generales del escenario		Zonas Intermedias de Salvaguarda												
		Toxicidad	Radiación Térmica											
			Jet Fire (Chorro de fuego)			Fire Ball (Bola de Fuego)			Flash Fire (Flamazo)		Explosión (Sobrepresiones)		
Clave / Ubicación	Descripción	ZAR IDLH (100 ppm)	ZA 1.4 kw/m²	ZAR 5 kw/m²	ZDF 12.5 kw/m²	ZA 1.4 kw/m²	ZAR 5 kw/m²	ZDF 12.5 kw/m²	LFL	0.5 LFL	ZA 0.5 psi	ZAR 1.0 psi	ZDF 2.0 psi
AC-SHALAPA-01-CMP **8° 2´ 6.12"** **94° 24´21.50"**	Fuga de LPG en la unión bridada de la línea de 24" que entrega de la caverna a PEMEX LPG ducto.	------	161.2	108.1	87.29	------	------	-----	102.6	228.5	334.6	282.1	255.7
AC-SHALAPA-02-CMP **8° 2´ 4.46"** **94° 23´ 58.34"**	Fuga de LPG en la unión bridada en la descarga de la bomba BA-201.	------	126.1	84.7	68.55	------	------	-----	59.14	152.5	227.7	192.1	174.2
AC-SHALAPA-03-CMP **18° 2´ 22.78"** **94° 24´ 24.85"**	Fuga de LPG en el área de piletas de salmuera.	------	------	------		------	------	------	104	138.5	Early ignition 267.2 Late ignition 318.9	Early ignition 144.8 Late ignition 217.3	Early ignition 83.24 Late ignition 170
AC-SHALAPA-04-CMP **18° 21´ 6.47"** **94° 24´ 25.45"**	Fuga de LPG en la cubeta de la trampa de diablos por poro de corrosión.	------	260.8	174.3	140.1	------	------	------	216	384.6	598.3	498.3	448

Datos Generales del escenario		Zonas Intermedias de Salvaguarda												
		Toxicidad	Radiación Térmica											
			Jet Fire (Chorro de fuego)			Fire Ball (Bola de Fuego)			Flash Fire (Flamazo)		Explosión (Sobrepresiones)		
Clave / Ubicación	Descripción	ZAR IDLH (100 ppm)	ZA 1.4 kw/m²	ZAR 5 kw/m²	ZDF 12.5 kw/m²	ZA 1.4 kw/m²	ZAR 5 kw/m²	ZDF 12.5 kw/m²	LFL	0.5 LFL	ZA 0.5 psi	ZAR 1.0 psi	ZDF 2.0 psi
AC-SHALAPA-05-CA 18° 2´ 4.91" 94° 24´ 22.73"	Fuga de LPG en el patín de medición por poro de corrosión.	------	105.7	71.62	57.93	------	------	------	59.8	136.4	203.1	169.6	152.8
AC-SHALAPA-06-PC 18° 2´ 5.88" 94° 24´ 23.96"	Ruptura catastrófica de la línea de 16" del patín de medición.	------	1,390	967	788.9	1,067	581.6	356.3	856.9	1,039	Early ignition 859.2 Late ignition 1318	Early ignition 465.5 Late ignition 1118	267.6 1,042
AC-SHALAPA-07-PC 18° 2´ 6.12" 94° 24´ 26.02"	Ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna	------	1,902	1,338	1,097	1,067	581.6	356.3	984.1	1,203.6	Early ignition 859.2 Late ignition 2,708	Early ignition 465.5 Late ignition 2,700	267.6 2,696

Tabla 77. Datos del escenario de riesgo AC-SHALAPA-01-CMP 301.4.2 Jet Fire; 301.4.2. Fire Flash; 301.4.2 Explosion

Nombre del simulador utilizado	Simulador PHAST, es un Software elaborado por la compañía Det Norske Veritas (DNV), para el cálculo de consecuencias de accidentes en las industrias química y del petróleo. Con PHAST puede hacer la corrida simultánea de más de un modelo, así como de varios escenarios, que pueden estar dados por la variación de las condiciones climáticas o por la generación de la fuente de emisión					
Instalación: Almacenamiento de GLP en caverna geológicamente estable de Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A de C.V.						
I.- Datos del escenario						
Clave	**Nombre**	**CASO MAS PROBABLE (JET-FIRE) Chorro de Fuego**	**CASO MAS PROBABLE (FLASH FIRE) Flamazo**		**CASO MAS PROBABLE (EXPLOSION) Sobrepresiones**	
AC-SHALAPA-01-CMP:	**Fuga de gas LPG en la unión bridada de la línea de 24" que entrega de la caverna a PEMEX LPG ducto**					
Elaboró:	Salomón Rojas Peña	**Descripción:** Hipótesis 1. Fuga de Gas LP por la Unión de la brida en la línea de 24" de entrega de la caverna al LPGducto de PEMEX. El escenario de fuga mediante orificio de 1.25" puede ocurrir debido a la falla de materiales o descontroles operativos en el sistema. Operando a 882 psi, 50 °C y tiempo de respuesta de 5 minutos.	**Fecha**	18/03/2020		
Objetivo	Evaluar las posibles afectaciones a la infraestructura, al personal y a la vegetación presente en los radios de afectación de los límites del proyecto de Recepción de GLP, Almacenaje de GLP en Cavernas de Sal y Entrega al GLPducto de PEMEX.					
II.- Sustancias involucradas						
Nombre de la sustancia	GLP	**Composición**	Propano 51.68 %, N-Butano 32.12 %, I-butano 11.80 %, etano 2.4 %., N-pentano 2%.			
Nombre de la sustancia	**%**	**Toxicidad**	**Inflamabilidad**	**IDLH**	**TLV (8 hrs, TWA)**	**TLV (15 min, STEEL)**
Gas Licuado de Petróleo (GLP)	Propano 51.68 %, N-Butano 32.12 %, I-butano 11.80 %, etano 2.4 %., N-pentano 2%.	Aguda	Categoría 4 100% inflamable	100 ppm	100 ppm	172 ppm

III. Condiciones de confinamiento y características de liberación							
Presión	892 psi	**Temperatura**	Material 50 °C	**Estado**	líquido	**Líquido debajo de p.e.**	Si

Fase del material liberado		Liquido No Saturado		
Contenedor		Tubería de 24"		
Tipo de fuga		Fuga Continua		
Altura del recipiente		1.0 m	**Orificio en cuerpo de tubería**	1.25" (31.75 mm)
Dirección de la fuga		Horizontal		
Tiempo estimado de liberación	**Caso Más Probable; Fire Jet (Chorro de fuego)**	5 minutos	**Masa estimada de liberación**	33,333.33 kg
	Caso Mas Probable; Peor caso; Flash Fire (Flamazo)	5 minutos	**Masa estimada de liberación**	33,333.33 kg
	Caso Mas Probable; EXPLOSION (Sobrepresiones)	5 minutos	**Masa estimada de liberación**	33,333.33 kg

IV. Condiciones atmosféricas del entorno	
Velocidad del viento, estabilidad atmosférica	3.9 m/s, Clase B
Temperatura atmosférica	25.8°C
Humedad atmosférica	71 %
Presión atmosférica	1 atm (766 mmHg)
Dirección de los vientos dominantes	Norte-Noreste (NNE)

Tipo de área en que se encuentra la instalación		Pastizal con acahual de selva mediana perennifolia
V. Lugares de particular interés (descripción y distancia del punto de fuga)		
Sitio 1		Subestación CFE, Santa Maria del Carmen a 800 m
Sitio 2		Zona Habitacional de Ixhuatlan del Sureste a 1,200 m
Sitio 3		Zona Habitacional Col Petrolera de 850 m
Sitio 4		Infraestructura superficial de ASSE a 500 metros
VI. Estado finales para el análisis		
JET FIRE	**FLASH FIRE**	**EXPLOSION**
VII. Memoria de cálculo y suposiciones		
Número CAS del GLP PEMEX		68476-85-7
Peso molecular del GLP PEMEX		49.7 g/mol
Presión de vapor a temperatura ambiente		5.92 atm o 599 Kpascal
Concentración de saturación en el ambiente		0.15 ppm o 0.0000152%
Punto de ebullición @ 1 Atm		-32.5°C
Flujo de la fuga	**Caso Más Probable (Jet Fire)**	37.77 kg/seg
	Caso Mas Probable (Flash Fire)	37.77 kg/seg
	Caso Mas Probable (Explosión)	78.91 Kg
Anexo Hipótesis 1		Resultados de simulación AC-SHALAPA-01-CMP; 301.4.2 Jet Fire; 301.42 Flash Fire; 301.4.2 Explosión
VIII. Resumen de resultados		

Radios de Radiación Térmica (JET FIRE-Chorro de Fuego)		
ZDF (m) Daños a equipos	**ZAR (m)**	**ZA (m)**
12.5 Kw/m²	5.0 Kw/m²	1.4 Kw/m²
87.29	108.1	161.2
Radios de Inflamabilidad (FLASH FIRE-Flamazo)		
NA	**LFL**	**0.5 LFL**
NA	102.6	228.5
Radios de Afectación por Sobrepresiones (EXPLOSION)		
ZDF(m) Daños a Equipos	ZAR (m)	ZA (m)
2.0 psi	1.0 psi	0.5 psi
255.7	282.1	334.6

Tabla 78. AC-SHALAPA-02-CMP Datos del escenario de riesgo 301.4.2 Jet Fire; 301.4.2. Fire Flash; 301.4.2 Explosion

Nombre del simulador utilizado	Simulador PHAST, es un Software elaborado por la compañía Det Norske Veritas (DNV), para el cálculo de consecuencias de accidentes en las industrias química y del petróleo. Con PHAST puede hacer la corrida simultánea de más de un modelo, así como de varios escenarios, que pueden estar dados por la variación de las condiciones climáticas o por la generación de la fuente de emisión					
Instalación: Almacenamiento de GLP en caverna geológicamente estable de Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A de C.V.						
I.- Datos del escenario						
Clave	**Nombre**	**CASO MAS PROBABLE (JET-FIRE) Chorro de Fuego**	**CASO MAS PROBABLE (FLASH FIRE) Flamazo**	**CASO MAS PROBABLE (EXPLOSION) Sobrepresiones**		
AC-SHALAPA-02-CMP	**Fuga de LPG en la unión bridada en la descarga de la bomba BA- 201.**					
Elaboró:	Salomón Rojas Peña	**Descripción: Hipótesis 2.** Fuga de LPG por unión bridada en la descarga de bomba BA-201, al presentarse un escenario de flujo inverso en el equipo, causando descarga del material por un orificio de 0.75", se considera como un escenario probabilístico. Condiciones operativas; 2,376.7 psi y 30 °C del LPG. El tiempo de respuesta en detectar y controlar la descarga, basado en protecciones del sistema, es de 5 min.	**Fecha**	18/03/2020		
Objetivo	Evaluar las posibles afectaciones a la infraestructura, al personal y a la vegetación presente en el entorno de 500 m. de los límites del proyecto de recepción de GLP, almacenaje de GLP en cavernas de sal y entrega al GLPducto de PEMEX.					
II.- Sustancias involucradas						
Nombre de la sustancia	GLP	**Composición**	Propano 51.68 %, N-Butano 32.12 %, I-butano 11.80 %, etano 2.4 %., N-pentano 2%.			
Nombre de la sustancia	**%**	**Toxicidad**	**Inflamabilidad**	**IDLH**	**TLV (8 hrs, TWA)**	**TLV (15 min, STEEL)**
Gas Licuado de Petróleo (GLP)	Propano 51.68 %, N-Butano 32.12 %, I-butano 11.80 %, etano 2.4 %., N-pentano 2%.	Aguda	Categoría 4 100% inflamable	100 ppm	100 ppm	172 ppm

III. Condiciones de confinamiento y características de liberación							
Presión	2,376.7 psi	**Temperatura**	Material 30 °C	**Estado**	líquido	**Líquido debajo de p.e.**	Si

Fase del material liberado		Liquido No Saturado		
Contenedor		N.A		
Tipo de fuga		Fuga Continua		
Altura del recipiente		1.5 m	**Orificio en cuerpo de tubería**	0.75" (19.05 mm)
Dirección de la fuga		Horizontal		
Tiempo estimado de liberación	**Caso Más Probable; Fire Jet (Chorro de fuego)**	5 minutos	**Masa estimada de liberación**	11,083.00 kg
	Caso Mas Probable; Peor caso; Flash Fire (Flamazo)	5 minutos	**Masa estimada de liberación**	11,083.00 kg
	Caso Mas Probable; EXPLOSION (Sobrepresiones)	**5 minutos**	**Masa estimada de liberación**	11,083.00 **kg**

IV. Condiciones atmosféricas del entorno	
Velocidad del viento, estabilidad atmosférica	3.9 m/s, Clase B
Temperatura atmosférica	25.8°C
Humedad atmosférica	71 %
Presión atmosférica	1 atm (766 mmHg)
Dirección de los vientos dominantes	Norte-Noreste (NNE)
Tipo de área en que se encuentra la instalación	Pastizal con acahual de selva mediana perennifolia

V. Lugares de particular interés (descripción y distancia del punto de fuga)	
Sitio 1	Subestación CFE, Santa Maria del Carmen a 800 m
Sitio 2	Zona habitacional de Ixhuatlan del Sureste a 1,200 m
Sitio 3	Zona habitacional Col Petrolera de 850 m
Sitio 4	Infraestructura superficial de ASSE a 500 metros

VI. Estado finales para el análisis		
JET FIRE	FLASH FIRE	EXPLOSION

VII. Memoria de cálculo y suposiciones		
Número CAS del GLP PEMEX		68476-85-7
Peso molecular del GLP PEMEX		49.7 g/mol
Presión de vapor a temperatura ambiente		5.92 atm o 599 Kpascal
Concentración de saturación en el ambiente		0.15 ppm o 0.0000152%
Punto de ebullición @ 1 Atm		-32.5°C
Flujo de la fuga	Caso Más Probable (Jet Fire)	23.01 kg/seg
	Caso Mas Probable (Flash Fire)	23.01 kg/seg
	Caso Mas Probable (Explosión)	24.59 Kg
Anexo Hipótesis 2	Resultados de simulación AC-SHALAPA-02-CMP; 301.4.2 Jet Fire; 301.42 Flash Fire; 301.4.2 Explosión	

VIII. Resumen de resultados
Radios Afectacion por Radiación Térmica (JET FIRE-Chorro de Fuego)

ZDF (m) Daños a equipos	**ZAR (m)**	**ZA (m)**
12.5 Kw/m²	5.0 Kw/m²	1.4 Kw/m²
68.55	84.7	126.1
Radios de Inflamabilidad (FLASH FIRE-Flamazo)		
NA	**LFL**	**0.5 LFL**
NA	59.14	152.5
Radios de Afectación por Sobrepresiones (EXPLOSION)		
ZDF(m) Daños a Equipos	ZAR (m)	ZA (m)
2.0 psi	1.0 psi	0.5 psi
174.2	192.1	227.7

Tabla 79. AC-SHALAPA-03-CMP Datos del escenario de riesgo 901.4.1. Fire Flash; 901.4.1 Explosion INM; 901.41 Explosion retardada

Nombre del simulador utilizado	Simulador PHAST, es un Software elaborado por la compañía Det Norske Veritas (DNV), para el cálculo de consecuencias de accidentes en las industrias química y del petróleo. Con PHAST puede hacer la corrida simultánea de más de un modelo, así como de varios escenarios, que pueden estar dados por la variación de las condiciones climáticas o por la generación de la fuente de emisión					
Instalación: Almacenamiento de GLP en caverna geológicamente estable de Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A de C.V.						
I.- Datos del escenario						
Clave	**Nombre**	**CASO MAS PROBABLE (FLASH-FIRE) FLAMAZO**	**CASO MAS PROBABLE (EXPLOSION INM) Sobrepresiones**	**CASO MAS PROBABLE (EXPLOSION RET) Sobrepresiones**		
AC-SHALAPA-03-CMP	**Fuga de LPG en el area de piletas de Salmuera**					
Elaboró:	Salomón Rojas Peña	**Descripción: Hipótesis 3.** Emisión de gas LPG por la línea de 18" de salida de salmuera hacia las piletas, el cual fue causado por la ruptura de los tubos del calentador en el desgasificador, el evento se presenta a condiciones atmosféricas, para este evento se considera un inventario base de 1000 kg	**Fecha**	18/03/2020		
Objetivo	Evaluar las posibles afectaciones a la infraestructura, al personal y a la vegetación presente en el entorno de 500 m de los límites del proyecto de Recepción de GLP, Almacenaje de GLP en Cavernas de Sal y Entrega al GLPducto de PEMEX.					
II.- Sustancias involucradas						
Nombre de la sustancia	GLP	**Composición**	Propano 51.68 %, N-Butano 32.12 %, I-butano 11.80 %, etano 2.4 %., N-pentano 2%.			
Nombre de la sustancia	**%**	**Toxicidad**	**Inflamabilidad**	**IDLH**	**TLV (8 hrs, TWA)**	**TLV (15 min, STEEL)**
Gas Licuado de Petróleo (GLP)	Propano 51.68 %, N-Butano 32.12 %, I-butano 11.80 %, etano 2.4 %., N-pentano 2%.	Aguda	Categoría 4 100% inflamable	100 ppm	100 ppm	172 ppm

III. Condiciones de confinamiento y características de liberación							
Presión	2,376.7 psi	**Temperatura**	Material 30 °C	**Estado**	líquido	**Líquido debajo de p.e.**	Si

Fase del material liberado		Liquido a Presión Atmosférica		
Contenedor		Tuberia 18"		
Tipo de fuga		**Fuga Instantanea**		
Altura del recipiente		1.0 m	**Orificio en cuerpo de tubería**	18" (457.2 mm)
Dirección de la fuga		Horizontal		
Tiempo estimado de liberación	CASO MAS PROBABLE (FLASH-FIRE) FLAMAZO	**1 min**	**Masa estimada de liberación**	1000.00 kg
	CASO MAS PROBABLE (EXPLOSION INM) Sobrepresiones	**1 min**	**Masa estimada de liberación**	1000.00 kg
	CASO MAS PROBABLE (EXPLOSION RET) Sobrepresiones	**1 min**	**Masa estimada de liberación**	1000.00 **kg**

IV. Condiciones atmosféricas del entorno	
Velocidad del viento, estabilidad atmosférica	3.9 m/s, Clase B
Temperatura atmosférica	25.8°C
Humedad atmosférica	71 %
Presión atmosférica	1 atm (766 mmHg)
Dirección de los vientos dominantes	Norte-Noreste (NNE)

Tipo de área en que se encuentra la instalación	Pastizal con acahual de selva mediana perennifolia	
V. Lugares de particular interés (descripción y distancia del punto de fuga)		
Sitio 1	Subestación CFE, Santa Maria del Carmen a 1,300 m	
Sitio 2	Zona habitacional de Ixhuatlan del Sureste a 1,600 m	
Sitio 3	Zona habitacional Col Petrolera de 750 m	
Sitio 4	Infraestructura superficial de ASSE a 400 metros	
VI. Estado finales para el análisis		
FLASH FIRE	**EXPLOSION INMEDIATA**	**EXPLOSION RETRASADA**
VII. Memoria de cálculo y suposiciones		
Número CAS del GLP PEMEX	68476-85-7	
Peso molecular del GLP PEMEX	49.7 g/mol	
Presión de vapor a temperatura ambiente	5.92 atm o 599 Kpascal	
Punto de ebullición @ 1 Atm	-32.5°C	
Flujo de la fuga	**CASO MAS PROBABLE (FLASH-FIRE) FLAMAZO**	23.01 kg/seg
	CASO MAS PROBABLE (EXPLOSION INM) Sobrepresiones	23.01 kg/seg
	CASO MAS PROBABLE (EXPLOSION RET) Sobrepresiones	24.59 Kg

Anexo Hipótesis 3	Resultados de simulación AC-SHALAPA-03-CMP;901.4.1;Flash Fire; 901.4.2 Explosión INM; 901.4.2 Explosión RET	
VIII. Resúmen de resultados		
Radios de Afectacion por Inflamabilidad (FLASH FIRE-Flamazo)		
ZDF (m) Daños a equipos	**ZAR (m)**	**ZA (m)**
NA	**LFL**	**0.5 LFL**
NA	104	138.5
Radios de Afectación por Sobrepresiones (EXPLOSION Inmediata)		
2.0 psi	1.0 psi	0.5 psi
83.24	144.8	267.2
Radios de Afectación por Sobrepresiones (EXPLOSION Retardada)		
ZDF(m) Daños a Equipos	ZAR (m)	ZA (m)
2.0 psi	1.0 psi	0.5 psi
170.0	217.3	318.9

Tabla 80. AC-SHALAPA-04-CMP Datos del escenario de riesgo 1.3 Jet Fire; 1.3. Fire Flash; 1.3 Explosion

Nombre del simulador utilizado	Simulador PHAST, es un Software elaborado por la compañía Det Norske Veritas (DNV), para el cálculo de consecuencias de accidentes en las industrias química y del petróleo. Con PHAST puede hacer la corrida simultánea de más de un modelo, así como de varios escenarios, que pueden estar dados por la variación de las condiciones climáticas o por la generación de la fuente de emisión					
Instalación: Almacenamiento de GLP en caverna geológicamente estable de Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A de C.V.						
I.- Datos del escenario						
Clave	**Nombre**	**CASO MAS PROBABLE (JET-FIRE) Chorro de Fuego**	**CASO MAS PROBABLE (FLASH FIRE) Flamazo**	**CASO MAS PROBABLE (EXPLOSION) Sobrepresiones**		
AC-SHALAPA-04-CMP	**Fuga de LPG en la Cubeta de la trampa de diablos por poro debido a corrosion**					
Elaboró:	Salomón Rojas Peña	**Descripción: Hipotesis 4. Fuga de gas LPG por poro equivalente a 2.0"en cubeta de trampa de diablo, atribuible a corrosion. El escenario puede ocurrir debido a falla en programas de mantenimiento. Se consideraron los criterios de un escenario probabilístico tomando en cuenta el procedimiento DCO-GDOE-SSSPA-CT-001. Condiciones de operación, 882 psi, 30 °C y 5 min en detectar y controlar emergencia basados en el sistema de protecciones.**	**Fecha**	18/03/2020		
Objetivo	Evaluar las posibles afectaciones a la infraestructura, al personal y a la vegetación presente en el entorno de 500 m de los límites del proyecto de Recepción de GLP, Almacenaje de GLP en Cavernas de Sal y Entrega al GLPducto de PEMEX.					
II.- Sustancias involucradas						
Nombre de la sustancia	GLP	**Composición**	Propano 51.68 %, N-Butano 32.12 %, I-butano 11.80 %, etano 2.4 %., N-pentano 2%.			
Nombre de la sustancia	**%**	**Toxicidad**	**Inflamabilidad**	**IDLH**	**TLV (8 hrs, TWA)**	**TLV (15 min, STEEL)**
Gas Licuado de Petróleo (GLP)	Propano 51.68 %, N-Butano 32.12 %, I-butano 11.80 %, etano 2.4 %., N-pentano 2%.	Aguda	Categoría 4 100% inflamable	100 ppm	100 ppm	172 ppm

III. Condiciones de confinamiento y características de liberación							
Presión	882 psi	**Temperatura**	Material 30 °C	**Estado**	líquido	**Líquido debajo de p.e.**	Si

Fase del material liberado	Liquido no Saturado			
Contenedor	Cubeta de Trampa de Diablo			
Tipo de fuga	Fuga Continua			
Altura del recipiente	1.0 m	**Orificio en cuerpo de tubería**	2" (50.8 mm)	
Dirección de la fuga	Horizontal			
Tiempo estimado de liberación	**Caso Más Probable; Fire Jet (Chorro de fuego)**	5 minutos	**Masa estimada de liberación**	33,333.33 kg
	Caso Mas Probable; Peor caso; Flash Fire (Flamazo)	5 minutos	**Masa estimada de liberación**	33,333.33 kg
	Caso Mas Probable; EXPLOSION (Sobrepresiones)	**5 minutos**	**Masa estimada de liberación**	33,333.33 **kg**

IV. Condiciones atmosféricas del entorno	
Velocidad del viento, estabilidad atmosférica	3.9 m/s, Clase B
Temperatura atmosférica	25.8°C
Humedad atmosférica	71 %
Presión atmosférica	1 atm (766 mmHg)
Dirección de los vientos dominantes	Norte-Noreste (NNE)
Tipo de área en que se encuentra la instalación	Pastizal con acahual de selva mediana perennifolia

V. Lugares de particular interés (descripción y distancia del punto de fuga)	
Sitio 1	Subestación CFE, Santa Maria del Carmen a 850 m
Sitio 2	Zona habitacional de Ixhuatlan del Sureste a 1,300 m
Sitio 3	Zona habitacional Col Petrolera de 800 m
Sitio 4	Infraestructura superficial de ASSE a 500 metros

VI. Estado finales para el análisis		
JET FIRE	FLASH FIRE	EXPLOSION

VII. Memoria de cálculo y suposiciones		
Número CAS del GLP PEMEX		68476-85-7
Peso molecular del GLP PEMEX		49.7 g/mol
Presión de vapor a temperatura ambiente		5.92 atm o 599 Kpascal
Concentración de saturación en el ambiente		0.15 ppm o 0.0000152%
Punto de ebullición @ 1 Atm		-32.5°C
Flujo de la fuga	Caso Más Probable (Jet Fire)	99.94 kg/seg
	Caso Mas Probable (Flash Fire)	99.94 kg/seg
	Caso Mas Probable (Explosión)	545.1 Kg
Anexo Hipótesis 4	Resultados de simulación AC-SHALAPA-04-CMP; 1.3 Jet Fire; 1.3 Flash Fire; 1.3 Explosión	

VIII. Resumen de resultados
Radios Afectacion por Radiación Térmica (JET FIRE-Chorro de Fuego)

ZDF (m) Daños a equipos	**ZAR (m)**	**ZA (m)**
12.5 Kw/m²	5.0 Kw/m²	1.4 Kw/m²
140.1	174.3	260.8
Radios de Inflamabilidad (FLASH FIRE-Flamazo)		
NA	**LFL**	**0.5 LFL**
NA	216	384.6
Radios de Afectación por Sobrepresiones (EXPLOSION)		
ZDF(m) Daños a Equipos	ZAR (m)	ZA (m)
2.0 psi	1.0 psi	0.5 psi
448	498.3	598.3

Tabla 81. AC-SHALAPA-05-CA Datos del escenario de riesgo 1.3 Jet Fire; 1.3. Fire Flash; 1.3 Explosion

Nombre del simulador utilizado	Simulador PHAST, es un Software elaborado por la compañía Det Norske Veritas (DNV), para el cálculo de consecuencias de accidentes en las industrias química y del petróleo. Con PHAST puede hacer la corrida simultánea de más de un modelo, así como de varios escenarios, que pueden estar dados por la variación de las condiciones climáticas o por la generación de la fuente de emisión					
Instalación: Almacenamiento de GLP en caverna geológicamente estable de Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A de C.V.						
I.- Datos del escenario						
Clave	**Nombre**	**CASO ALTERNO (JET-FIRE) Chorro de Fuego**	**CASO ALTERNO (FLASH FIRE) Flamazo**		**CASO ALTERNO (EXPLOSION) Sobrepresiones**	
AC-SHALAPA-05-CA	**Fuga de LPG en Patin de Medición por poro debido a corrosion**					
Elaboró:	Salomón Rojas Peña	Descripción: Hipotesis 5. Fuga de LPG por poro de 0.75" en patin de medición, atribuible a corrosión. El escenario puede ocurrir debido a falla de materiales o falla de los programas de mantenimiento. Se consideraron los criterios de un escenario alterno tomando en cuenta el procedimiento DCO-GDOE-SSSPA-CT-001. Condiciones de operación 882 psi de presión y 30 °C y 5 min en detectar y controlar emergencia basados en el sistema de protecciones.		**Fecha**	18/03/2020	
Objetivo	Evaluar las posibles afectaciones a la infraestructura, al personal y a la vegetación presente en el entorno de 500 m de los límites del proyecto de Recepción de GLP, Almacenaje de GLP en Cavernas de Sal y Entrega al GLPducto de PEMEX.					
II.- Sustancias involucradas						
Nombre de la sustancia	GLP	**Composición**	Propano 51.68 %, N-Butano 32.12 %, I-butano 11.80 %, etano 2.4 %., N-pentano 2%.			
Nombre de la sustancia	**%**	**Toxicidad**	**Inflamabilidad**	**IDLH**	**TLV (8 hrs, TWA)**	**TLV (15 min, STEEL)**
Gas Licuado de Petróleo (GLP)	Propano 51.68 %, N-Butano 32.12 %, I-butano 11.80 %, etano 2.4 %., N-pentano 2%.	Aguda	Categoría 4 100% inflamable	100 ppm	100 ppm	172 ppm

III. Condiciones de confinamiento y características de liberación							
Presión	882 psi	**Temperatura**	Material 30 °C	**Estado**	líquido	**Líquido debajo de p.e.**	Si

Fase del material liberado		Liquido no Saturado		
Contenedor		Patin de Medición		
Tipo de fuga		Fuga Continua		
Altura del recipiente		1.0 m	**Orificio en cuerpo de tubería**	0.75" (19.05 mm)
Dirección de la fuga		Horizontal		
Tiempo estimado de liberación	**Caso Alterno; Fire Jet (Chorro de fuego)**	5 minutos	**Masa estimada de liberación**	16,666.66 kg
	Caso Alterno; Peor caso; Flash Fire (Flamazo)	5 minutos	**Masa estimada de liberación**	16,666.66 kg
	Caso Alterno; EXPLOSION (Sobrepresiones)	5 minutos	**Masa estimada de liberación**	16,666.66 **kg**

IV. Condiciones atmosféricas del entorno	
Velocidad del viento, estabilidad atmosférica	3.9 m/s, Clase B
Temperatura atmosférica	25.8°C
Humedad atmosférica	71 %
Presión atmosférica	1 atm (766 mmHg)
Dirección de los vientos dominantes	Norte-Noreste (NNE)

Tipo de área en que se encuentra la instalación	Pastizal con acahual de selva mediana perennifolia

V. Lugares de particular interés (descripción y distancia del punto de fuga)	
Sitio 1	Subestación CFE, Santa Maria del Carmen a 780 m
Sitio 2	Zona habitacional de Ixhuatlan del Sureste a 1,100 m
Sitio 3	Zona habitacional Col Petrolera de 880 m
Sitio 4	Infraestructura superficial de ASSE a 500 metros

VI. Estado finales para el análisis		
JET FIRE	**FLASH FIRE**	**EXPLOSION**

VII. Memoria de cálculo y suposiciones		
Número CAS del GLP PEMEX		68476-85-7
Peso molecular del GLP PEMEX		49.7 g/mol
Presión de vapor a temperatura ambiente		5.92 atm o 599 Kpascal
Concentración de saturación en el ambiente		0.15 ppm o 0.0000152%
Punto de ebullición @ 1 Atm		-32.5°C
Flujo de la fuga	**Caso Alterno (Jet Fire)**	14.05 kg/seg
	Caso Alterno (Flash Fire)	14.05 kg/seg
	Caso Alterno (Explosión)	20.49 Kg
Anexo Hipótesis 5	Resultados de simulación AC-SHALAPA-05-CA; 1.3 Jet Fire; 1.3 Flash Fire; 1.3 Explosión	

VIII. Resumen de resultados		
Radios Afectacion por Radiación Térmica (JET FIRE-Chorro de Fuego)		
ZDF (m) Daños a equipos	**ZAR (m)**	**ZA (m)**
12.5 Kw/m²	5.0 Kw/m²	1.4 Kw/m²
57.93	71.62	105.7
Radios de Inflamabilidad (FLASH FIRE-Flamazo)		
NA	**LFL**	**0.5 LFL**
NA	59.8	136.4
Radios de Afectación por Sobrepresiones (EXPLOSION)		
ZDF(m) Daños a Equipos	ZAR (m)	ZA (m)
2.0 psi	1.0 psi	0.5 psi
152.8	169.6	203.1

Tabla 82. AC-SHALAPA-06-PC Datos del escenario de riesgo 401.1.2 Jet Fire; 401.1.2. Fire Ball; 401.1.2. Fire Flash, 401.1.2 Explosion INM; 401.1.2 Explosion retardada

Nombre del simulador utilizado	Simulador PHAST, es un Software elaborado por la compañía Det Norske Veritas (DNV), para el cálculo de consecuencias de accidentes en las industrias química y del petróleo. Con PHAST puede hacer la corrida simultánea de más de un modelo, así como de varios escenarios, que pueden estar dados por la variación de las condiciones climáticas o por la generación de la fuente de emisión					
Instalación: Almacenamiento de GLP en caverna geológicamente estable de Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A de C.V.						
I.- Datos del escenario						
Clave	**Nombre**	**PEOR CASO (JET-FIRE) Chorro de Fuego**	**PEOR CASO (FIRE BALL) Bola de Fuego**	**PEOR CASO (FLASH FIRE) Flamazo**	**PEOR CASO (EXPLOSION INM) Sobrepresiones**	**PEOR CASO (EXPLOSION RET) Sobrepresiones**
AC-SHALAPA-06-PC	Ruptura Catastrofica de la linea de 16" del Patin Regulador de Presión					
Elaboró:	Salomón Rojas Peña	Descripción. Descripción: Hipotesisi 6. Ruptura catastrófica línea de 16" en patín de medición aguas arriba de las válvulas PV-710 y PV-720. Se consideró criterio de peor caso tomando en cuenta el procedimiento DCO-GDOE-SSSPA-CT-001. Condiciones de operación 882 psi de presión y 30 °C y 5 min en detectar y controlar emergencia basados en el sistema de protecciones.		**Fecha**	18/03/2020	
Objetivo	Evaluar las posibles afectaciones a la infraestructura, al personal y a la vegetación presente en el entorno de 500 m de los límites del proyecto de Recepción de GLP, Almacenaje de GLP en Cavernas de Sal y Entrega al GLPducto de PEMEX.					
II.- Sustancias involucradas						
Nombre de la sustancia	GLP	**Composición**	Propano 51.68 %, N-Butano 32.12 %, I-butano 11.80 %, etano 2.4 %., N-pentano 2%.			
Nombre de la sustancia	**%**	**Toxicidad**	**Inflamabilidad**	**IDLH**	**TLV (8 hrs, TWA)**	**TLV (15 min, STEEL)**
Gas Licuado de Petróleo (GLP)	Propano 51.68 %, N-Butano 32.12 %, I-butano 11.80 %, etano 2.4 %., N-pentano 2%.	Aguda	Categoría 4 100% inflamable	100 ppm	100 ppm	172 ppm

III. Condiciones de confinamiento y características de liberación							
Presión	882 psi	**Temperatura**	Material 30 °C	**Estado**	líquido	**Líquido debajo de p.e.**	Si

Fase del material liberado		Liquido no Saturado		
Contenedor		Tuberia 16" del Patin		
Tipo de fuga		Fuga Continua		
Altura del recipiente		1.0 m	**Orificio en cuerpo de tubería**	16" (406.4 mm)
Dirección de la fuga		Horizontal		
Tiempo estimado de liberación	**PEOR CASO (JET-FIRE) Chorro de Fuego**	5 minutos	**Masa estimada de liberación**	33,333.33 kg
	PEOR CASO (FIRE BALL) Bola de Fuego	5 minutos	**Masa estimada de liberación**	33,333.33 kg
	PEOR CASO (FLASH FIRE) Flamazo	**5 minutos**	**Masa estimada de liberación**	33,333.33 **kg**
	PEOR CASO (EXPLOSION INM) Sobrepresiones	**5 minutos**	**Masa estimada de liberación**	33,333.33 **kg**
	PEOR CASO (EXPLOSION RET) Sobrepresiones	**5 minutos**	**Masa estimada de liberación**	33,333.33 **kg**

IV. Condiciones atmosféricas del entorno	
Velocidad del viento, estabilidad atmosférica	3.9 m/s, Clase B
Temperatura atmosférica	25.8°C

Humedad Atmosférica	71 %
Presión atmosférica	1 atm (766 mmHg)
Dirección de los vientos dominantes	Norte-Noreste (NNE)
Tipo de área en que se encuentra la instalación	Pastizal con acahual de selva mediana perennifolia

V. Lugares de particular interés (descripción y distancia del punto de fuga)	
Sitio 1	Subestación CFE, Santa Maria del Carmen a 780 m
Sitio 2	Zona habitacional de Ixhuatlan del Sureste a 1,100 m
Sitio 3	Zona habitacional Col Petrolera de 880 m
Sitio 4	Infraestructura superficial de ASSE a 500 metros

VI. Estado finales para el análisis				
JET FIRE	**FLASH BALL**	**FLASH FIRE**	**EXPLOSION INMEDIATA**	**EXPLOSION RETARDADA**

VII. Memoria de cálculo y suposiciones		
Número CAS del GLP PEMEX		68476-85-7
Peso molecular del GLP PEMEX		49.7 g/mol
Presión de vapor a temperatura ambiente		5.92 atm o 599 Kpascal
Concentración de saturación en el ambiente		0.15 ppm o 0.0000152%
Punto de ebullición @ 1 Atm		-32.5°C
Flujo de la fuga	**PEOR CASO (JET-FIRE) Chorro de Fuego**	6,396 kg/seg

	PEOR CASO (FIRE BALL) Bola de Fuego	6,396 kg/seg
	PEOR CASO (FLASH FIRE) Flamazo	6,396 kg/seg
	PEOR CASO (EXPLOSION INM) Sobrepresiones	6481 Kg
	PEOR CASO (EXPLOSION RET) Sobrepresiones	6481 Kg
Anexo Hipótesis 6	Resultados de simulación AC-SHALAPA-06-PC; 401.1.2 Jet Fire; 401.1.2 Fire Ball; 401.1.2 Flash Fire; 401.1.2 Explosión INM; 401.1.2 Explosión RET,	

VIII. Resumen de resultados		
Radios Afectacion por Radiación Térmica (JET FIRE-Chorro de Fuego)		
ZDF (m) Daños a equipos	**ZAR (m)**	**ZA (m)**
12.5 Kw/m²	5.0 Kw/m²	1.4 Kw/m²
788.9	967	1,390
Radios Afectacion por Radiación Inflamabilidad (FIRE BALL-Bola de Fuego)		
12.5 Kw/m²	5.0 Kw/m²	1.4 Kw/m²
356.3	581.6	1,067
Radios de Inflamabilidad (FLASH FIRE-Flamazo)		
NA	**LFL**	**0.5 LFL**
NA	856.9	1,039
Radios de Afectación por Sobrepresiones (EXPLOSION INM)		

ZDF(m) Daños a Equipos	ZAR (m)	ZA (m)
2.0 psi	1.0 psi	0.5 psi
267.6	465.5	859.2
Radios de Afectación por Sobrepresiones (EXPLOSION RET)		
ZDF(m) Daños a Equipos	ZAR (m)	ZA (m)
2.0 psi	1.0 psi	0.5 psi
1,042	1,118	1,318

Tabla 83. AC-SHALAPA-07-PC Datos del escenario de riesgo 101.1.1 Jet Fire; 101.1.1. Fire Ball; 101.1.1. Fire Flash, 101.1.1 Explosion INM; 101.1.1 Explosion retardada

Nombre del simulador utilizado	Simulador PHAST, es un Software elaborado por la compañía Det Norske Veritas (DNV), para el cálculo de consecuencias de accidentes en las industrias química y del petróleo. Con PHAST puede hacer la corrida simultánea de más de un modelo, así como de varios escenarios, que pueden estar dados por la variación de las condiciones climáticas o por la generación de la fuente de emisión					
Instalación: Almacenamiento de GLP en caverna geológicamente estable de Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A de C.V.						
I.- Datos del escenario						
Clave	**Nombre**	**PEOR CASO (JET-FIRE) Chorro de Fuego**	**PEOR CASO (FIRE BALL) Bola de Fuego**	**PEOR CASO (FLASH FIRE) Flamazo**	**PEOR CASO (EXPLOSION INM) Sobrepresiones**	**PEOR CASO (EXPLOSION RET) Sobrepresiones**
AC-SHALAPA-07-PC	**Ruptura Catastrofica de la linea de 24" en Interconexion de PEMEX gasoducto a caverna**					
Elaboró:	Salomón Rojas Peña	Descripción: Hipotesis 7. Ruptura catastrófica de línea de 24" en interconexión de PEMEX GLPducto hacia caverna. Se considero criterio de peor caso tomando en cuenta el procedimiento DCO-GDOE-SSSPA-CT-001. Condiciones de operación; 882 psi, 30 °C de temperatura del material, y 5 min en detectar y controlar emergencia basados en el sistema de protecciones..		**Fecha**	18/03/2020	
Objetivo	Evaluar las posibles afectaciones a la infraestructura, al personal y a la vegetación presente en el entorno de 500 m de los límites del proyecto de Recepción de GLP, Almacenaje de GLP en Cavernas de Sal y Entrega al GLPducto de PEMEX.					
II.- Sustancias involucradas						
Nombre de la sustancia	GLP	**Composición**	Propano 51.68 %, N-Butano 32.12 %, I-butano 11.80 %, etano 2.4 %., N-pentano 2%.			

Nombre de la sustancia	**%**	**Toxicidad**	**Inflamabilidad**	**IDLH**	**TLV (8 hrs, TWA)**	**TLV (15 min, STEEL)**
Gas Licuado de Petróleo (GLP)	Propano 51.68 %, N-Butano 32.12 %, I-butano 11.80 %, etano 2.4 %., N-pentano 2%.	Aguda	Categoría 4 100% inflamable	100 ppm	100 ppm	172 ppm

III. Condiciones de confinamiento y características de liberación							
Presión	882 psi	**Temperatura**	Material 30 °C	**Estado**	líquido	**Líquido debajo de p.e.**	Si

Fase del material liberado		Liquido no Saturado		
Contenedor		Tuberia 24" de Interconexion		
Tipo de fuga		Fuga Continua		
Altura del recipiente		1.0 m	**Orificio en cuerpo de tubería**	24" (609.6 mm)
Dirección de la fuga		Horizontal		
Tiempo estimado de liberación	**PEOR CASO (JET-FIRE) Chorro de Fuego**	2.316 minutos	**Masa estimada de liberación**	33,333.33 kg
	PEOR CASO (FIRE BALL) Bola de Fuego	2.316 minutos	**Masa estimada de liberación**	33,333.33 kg
	PEOR CASO (FLASH FIRE) Flamazo	**2.316 minutos**	**Masa estimada de liberación**	33,333.33 **kg**
	PEOR CASO (EXPLOSION INM) Sobrepresiones	**2.316 minutos**	**Masa estimada de liberación**	33,333.33 **kg**
	PEOR CASO (EXPLOSION RET) Sobrepresiones	**2.316 minutos**	**Masa estimada de liberación**	33,333.33 **kg**

IV. Condiciones atmosféricas del entorno	
Velocidad del viento, estabilidad atmosférica	3.9 m/s, Clase B

Temperatura atmosférica	25.8°C
Humedad atmosférica	71 %
Presión atmosférica	1 atm (766 mmHg)
Dirección de los vientos dominantes	Norte-Noreste (NNE)
Tipo de área en que se encuentra la instalación	Pastizal con acahual de selva mediana perennifolia

V. Lugares de particular interés (descripción y distancia del punto de fuga)	
Sitio 1	Subestación CFE, Santa Maria del Carmen a 780 m
Sitio 2	Zona habitacional de Ixhuatlan del Sureste a 1,100 m
Sitio 3	Zona habitacional Col Petrolera de 880 m
Sitio 4	Infraestructura superficial de ASSE a 500 metros

VI. Estado finales para el análisis				
JET FIRE	**FLASH BALL**	**FLASH FIRE**	**EXPLOSION INMEDIATA**	**EXPLOSION RETARDADA**

VII. Memoria de cálculo y suposiciones		
Número CAS del GLP PEMEX		68476-85-7
Peso molecular del GLP PEMEX		49.7 g/mol
Presión de vapor a temperatura ambiente		5.92 atm o 599 Kpascal
Concentración de saturación en el ambiente		0.15 ppm o 0.0000152%
Punto de ebullición @ 1 Atm		-32.5°C
Flujo de la fuga	**PEOR CASO**	14,390 kg/seg

	(JET-FIRE) Chorro de Fuego	
	PEOR CASO (FIRE BALL) Bola de Fuego	14,390 kg/seg
	PEOR CASO (FLASH FIRE) Flamazo	14,390 kg/seg
	PEOR CASO (EXPLOSION INM) Sobrepresiones	6481 Kg
	PEOR CASO (EXPLOSION RET) Sobrepresiones	6481 Kg
Anexo Hipótesis 7	Resultados de simulación AC-SHALAPA-07-PC; 101.1.1 Jet Fire; 101.1.1 Fire Ball; 101.1.1 Flash Fire; 101.1.1 Explosión INM; 101.1.1 Explosión RET,	

VIII. Resúmen de resultados		
Radios Afectacion por Radiación Térmica (JET FIRE-Chorro de Fuego)		
ZDF (m) Daños a equipos	**ZAR (m)**	**ZA (m)**
12.5 Kw/m²	5.0 Kw/m²	1.4 Kw/m²
1,097	1,338	1,902
Radios Afectacion por Radiación Inflamabilidad (FIRE BALL-Bola de Fuego)		
12.5 Kw/m²	5.0 Kw/m²	1.4 Kw/m²
356.3	581.6	1,067
Radios de Inflamabilidad (FLASH FIRE-Flamazo)		
NA	**LFL**	**0.5 LFL**
NA	984.1	1,203.6

Radios de Afectación por Sobrepresiones (EXPLOSION INM)		
ZDF(m) Daños a Equipos	ZAR (m)	ZA (m)
2.0 psi	1.0 psi	0.5 psi
267.6	465.5	859.2
Radios de Afectación por Sobrepresiones (EXPLOSION RET)		
ZDF(m) Daños a Equipos	ZAR (m)	ZA (m)
2.0 psi	1.0 psi	0.5 psi
2,696	2,700	2,708

4.5.2.3.- Representación en planos de los resultados de la simulación de consecuencia (radios potenciales de afectación)

A continuación, se presentan los radios de afectación en planos que se anexan en 90 x 60.

Ilustración 67. Radio de afectación Hipotésis 1 Nodo 301, escenario 301.4.2 Jet Fire

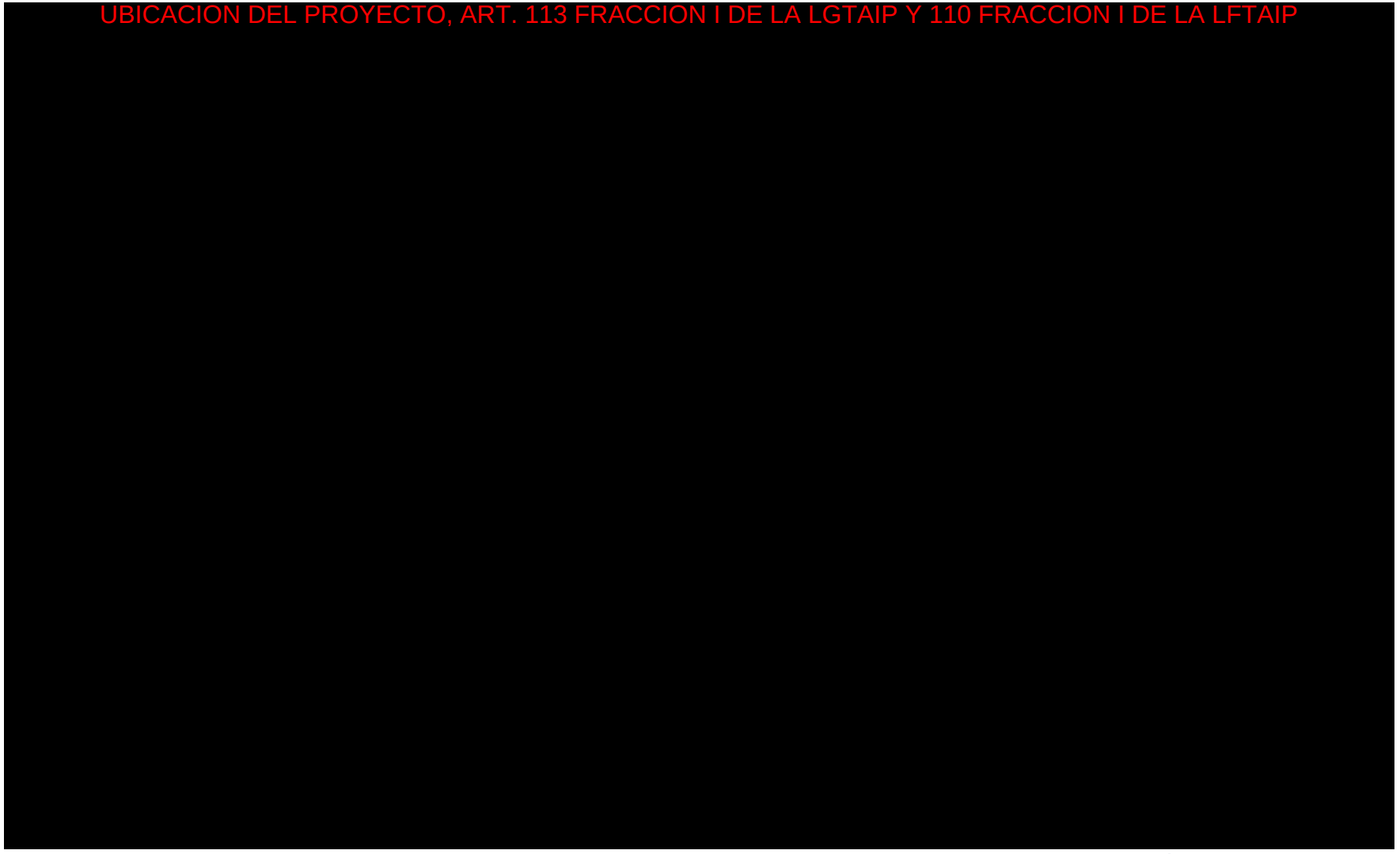
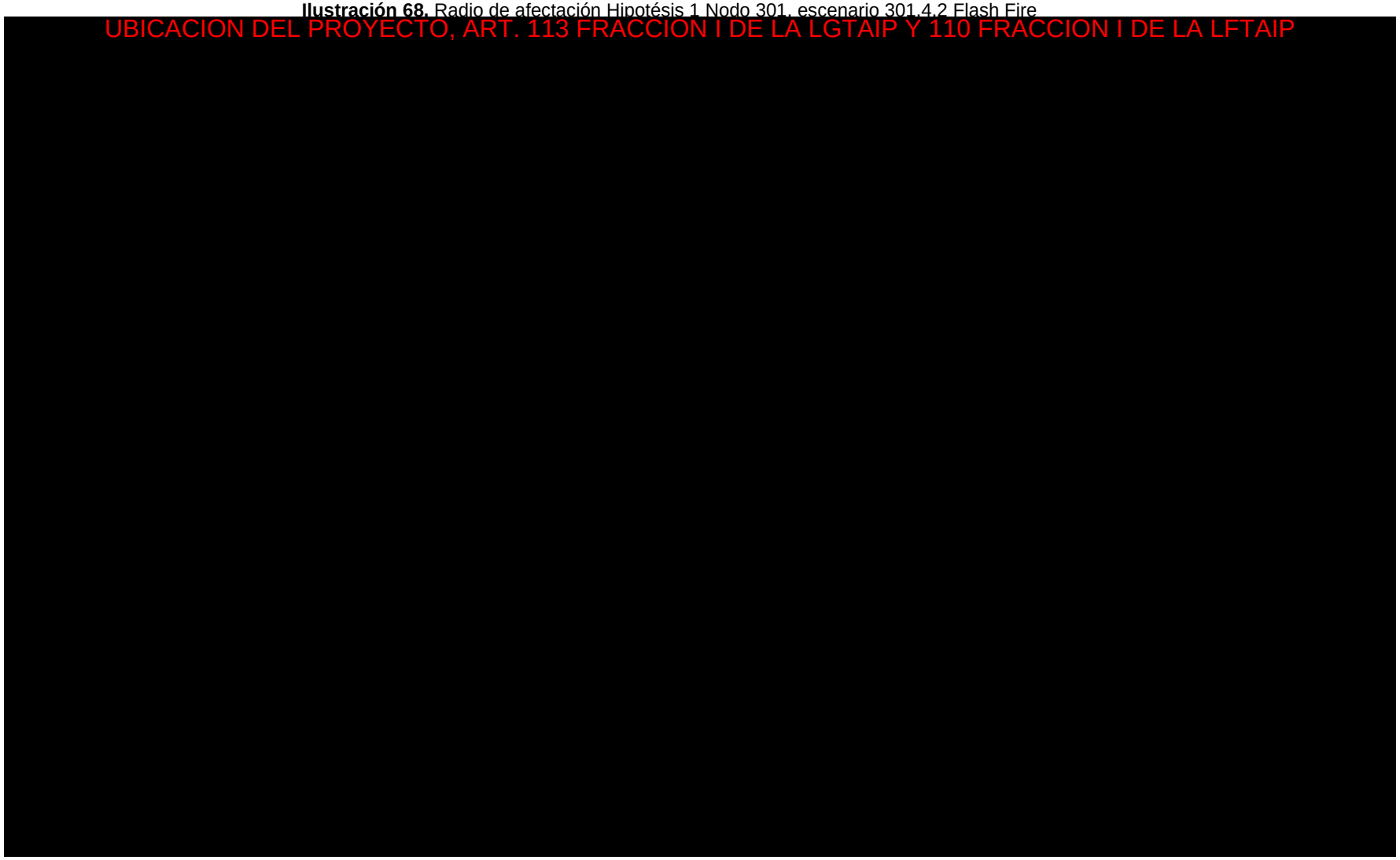


Ilustración 68. Radio de afectación Hipotésis 1 Nodo 301, escenario 301.4.2 Flash Fire

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



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

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

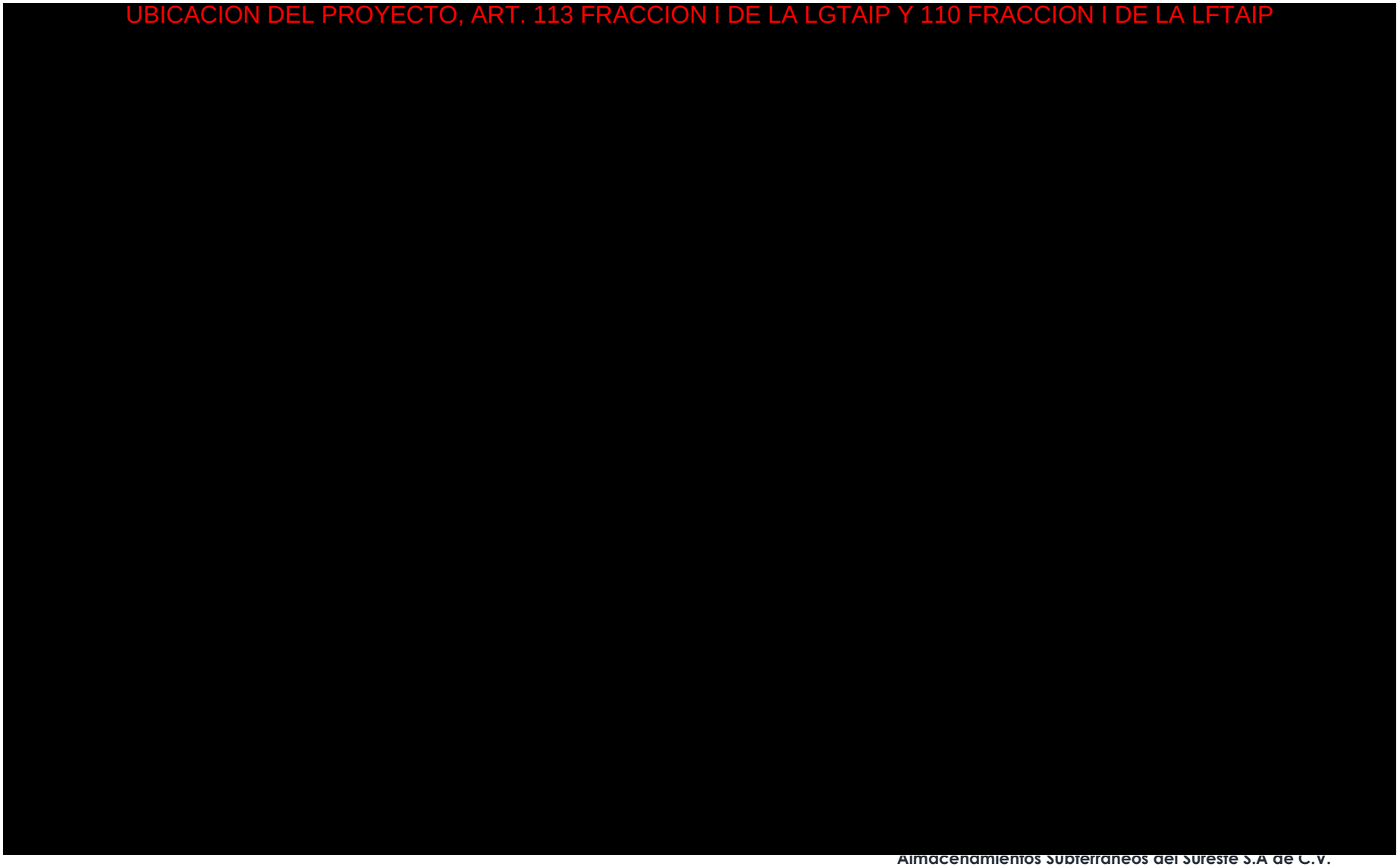
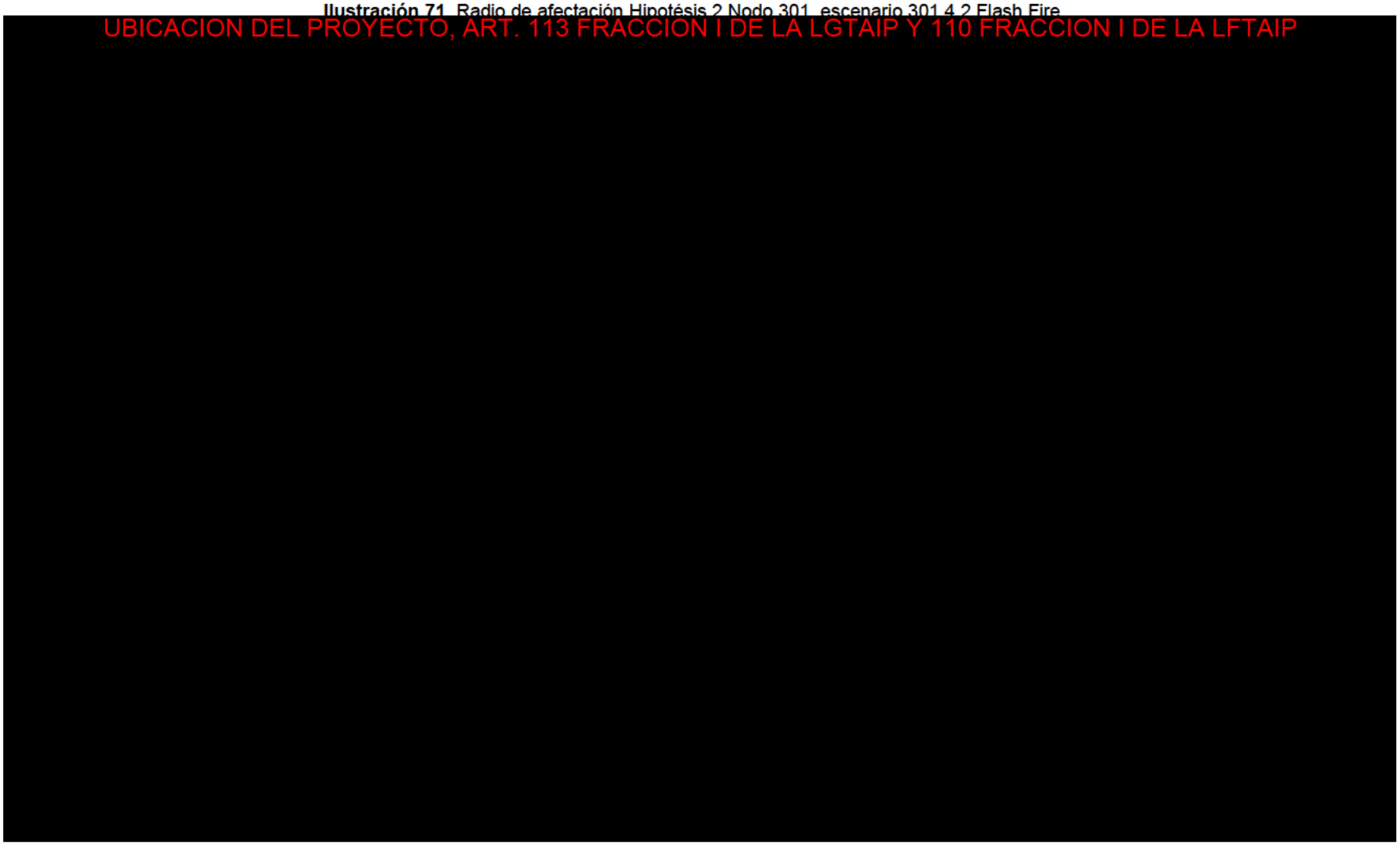
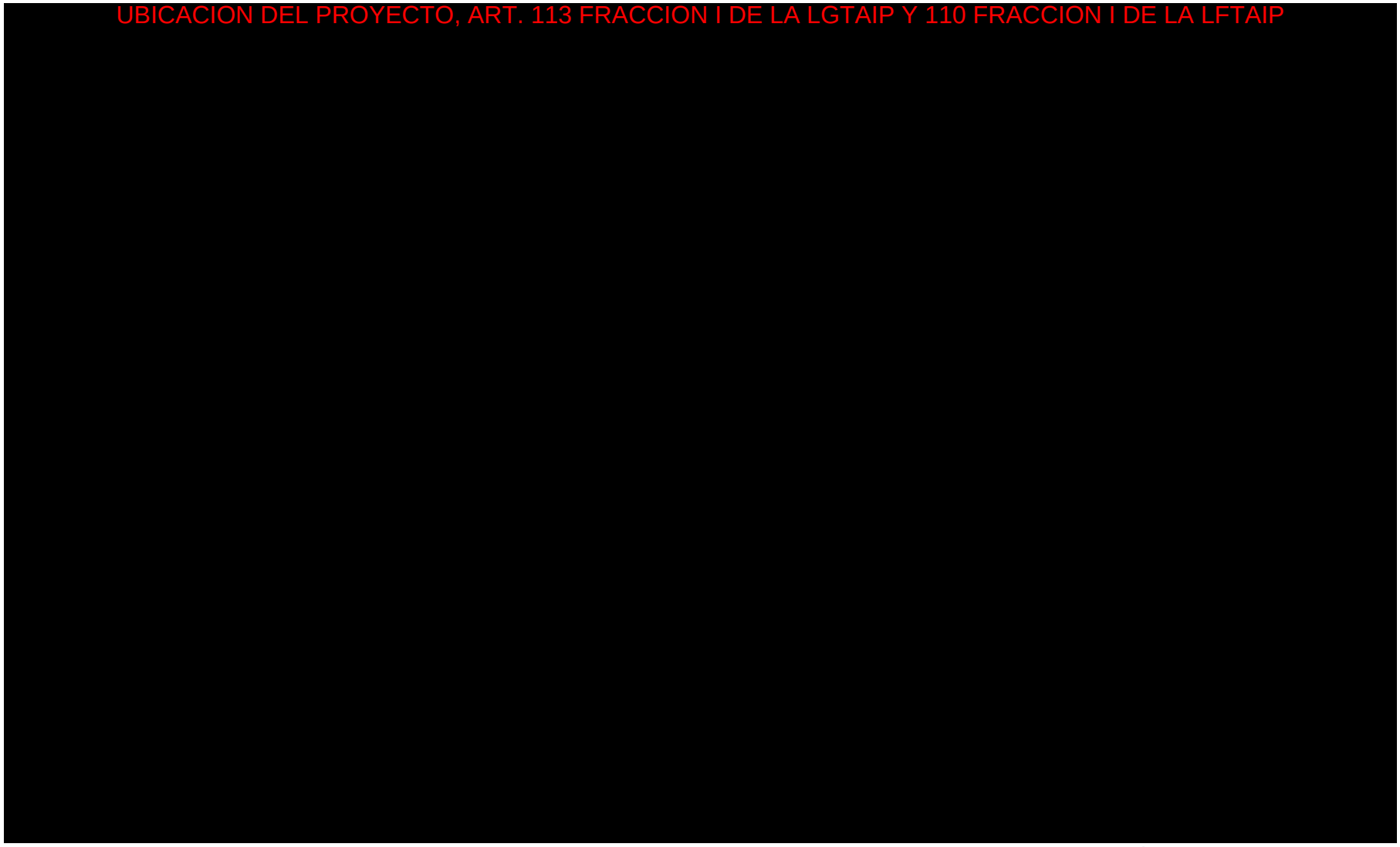


Ilustración 71. Radio de afectación Hipotésis 2 Nodo 301, escenario 301.4.2 Flash Fire

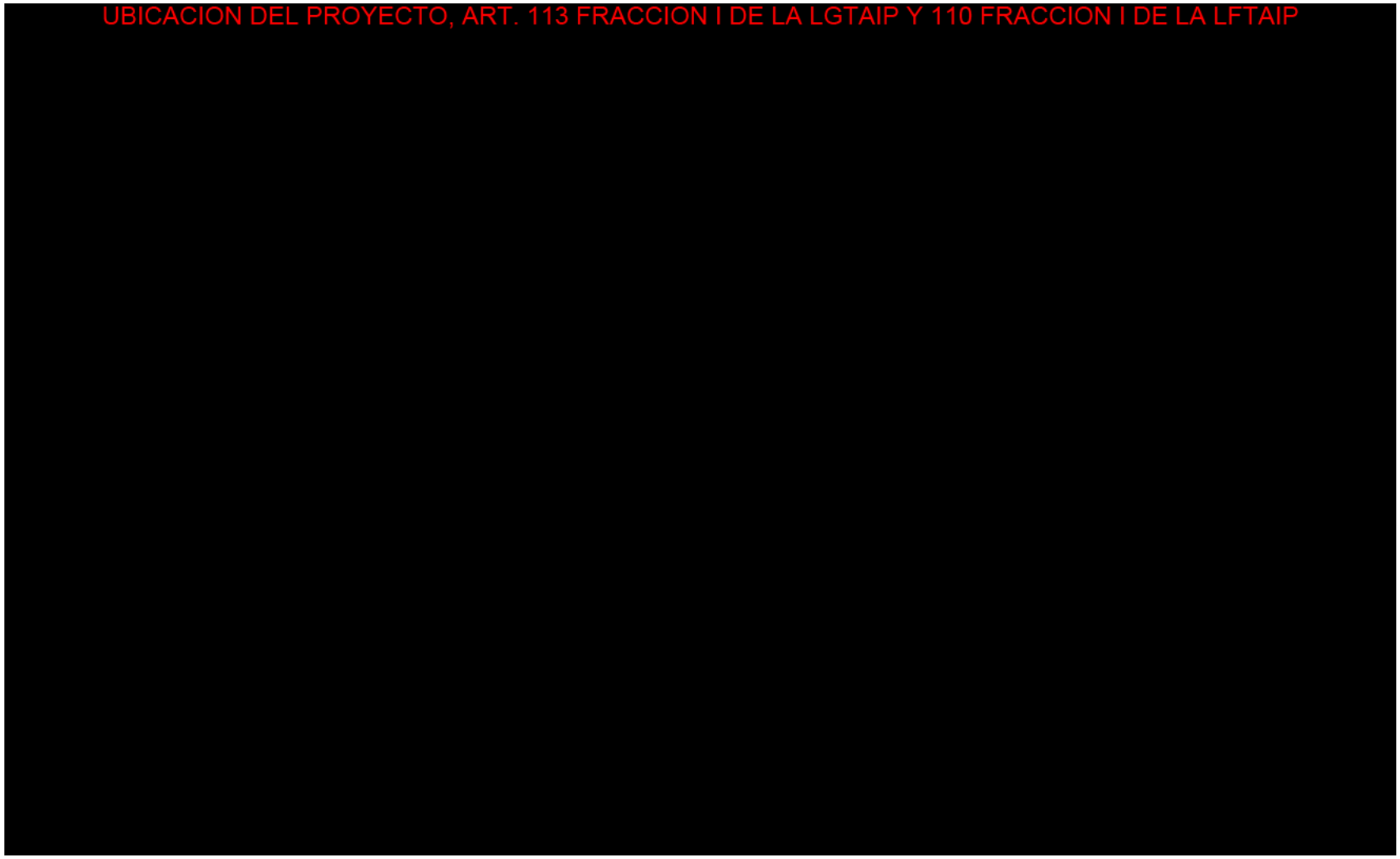
UBICACION DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



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



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



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

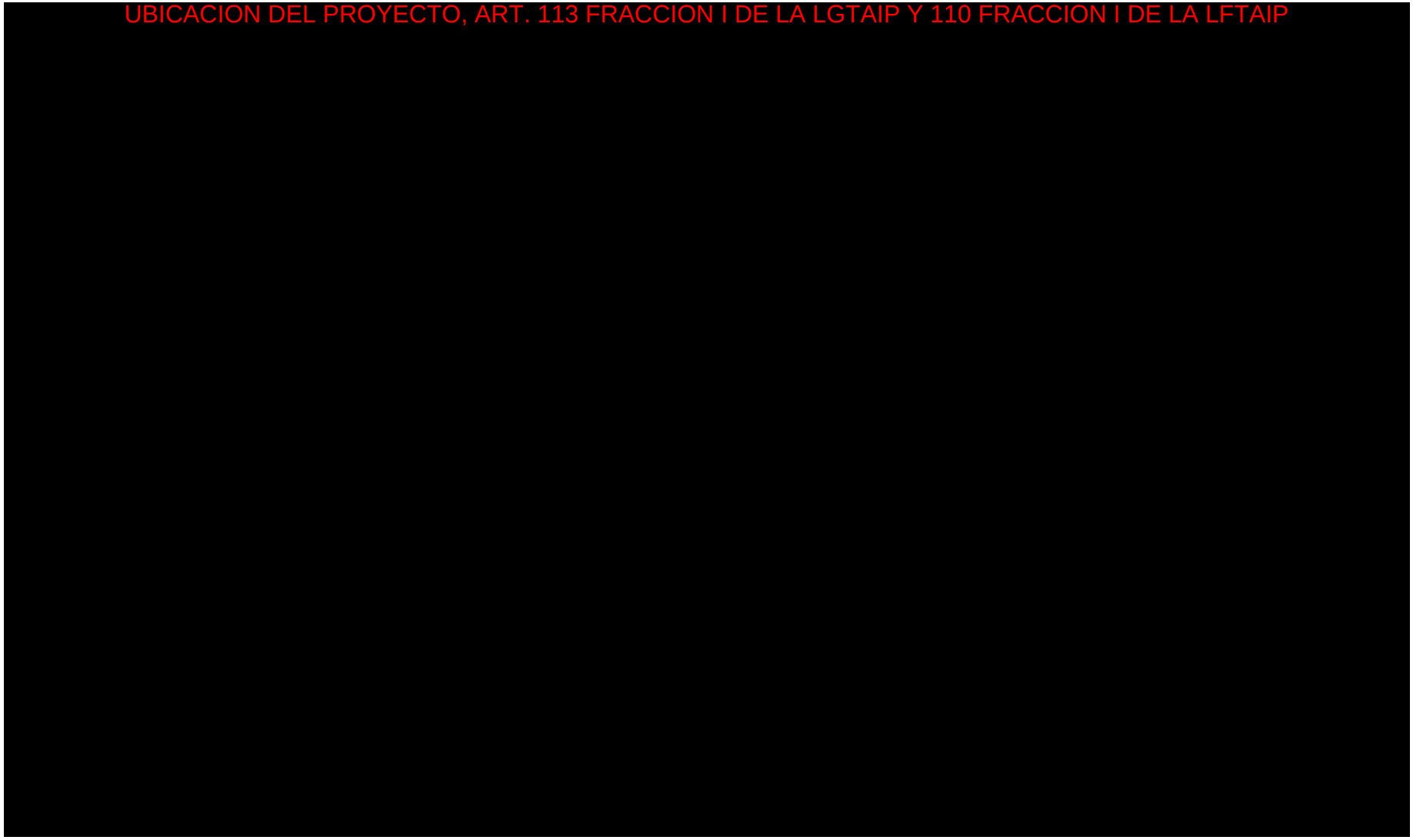


Ilustración 75. Radio de afectación Hipotésis 2 Nodo 901, escenario 901.4.1 Explosión tardía (Sobrepresión)

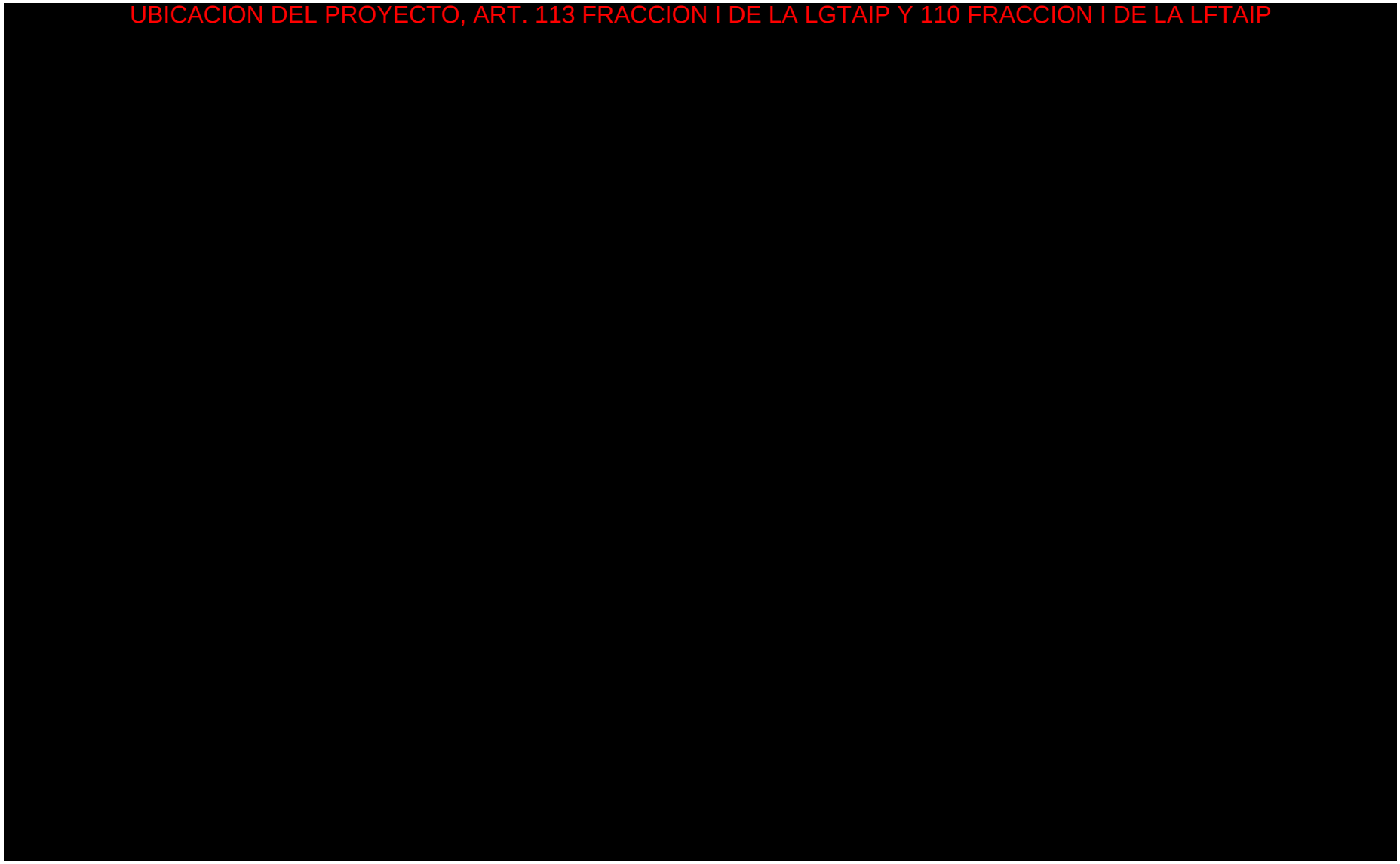


Ilustración 76. Radio de afectación Hipotésis 4 Nodo 1.3, escenario 1.3 Jet Fire

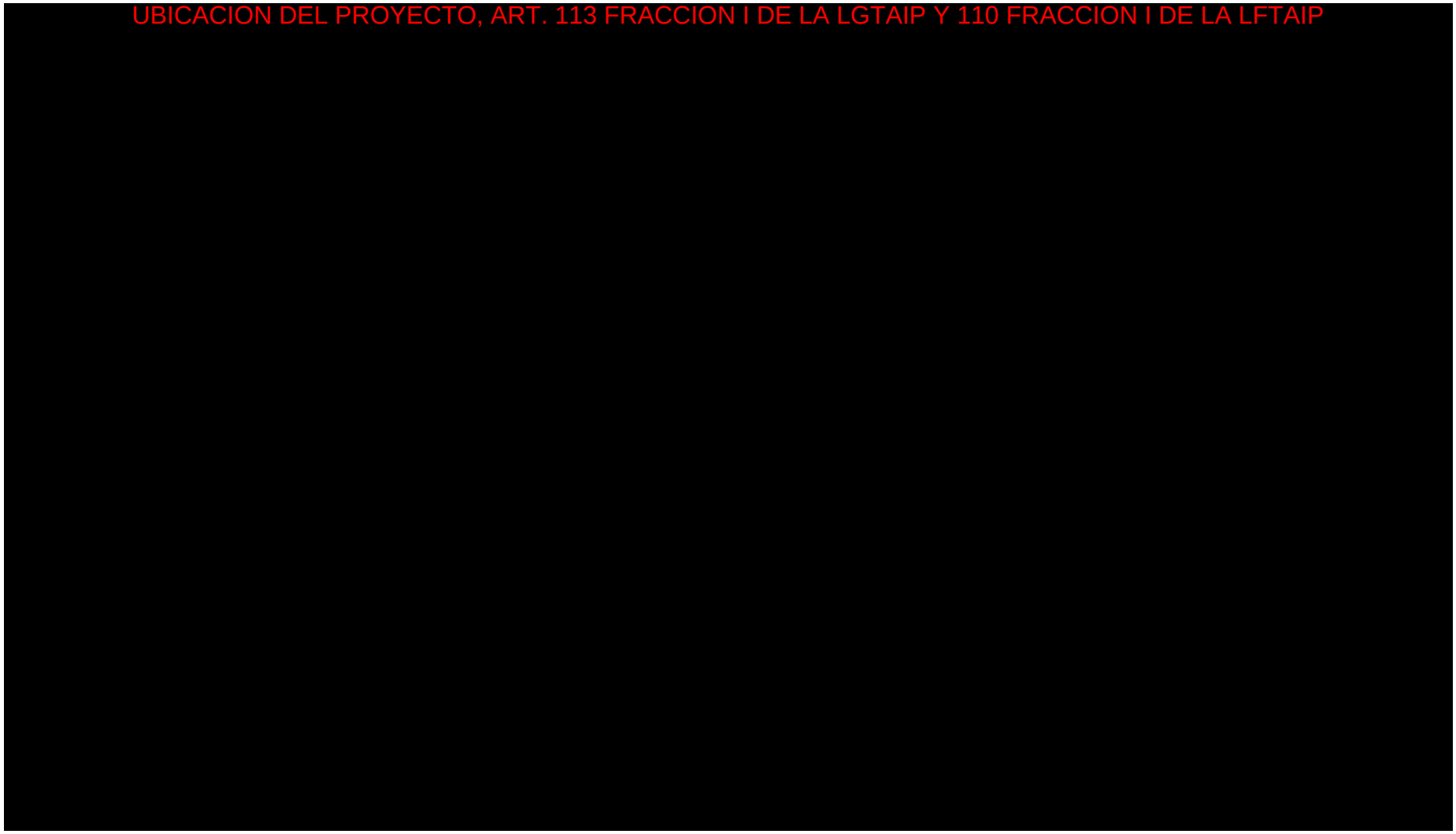


Ilustración 77. Radio de afectación Hipotésis 4 Nodo 1.3, escenario 1.3 Flash Fire

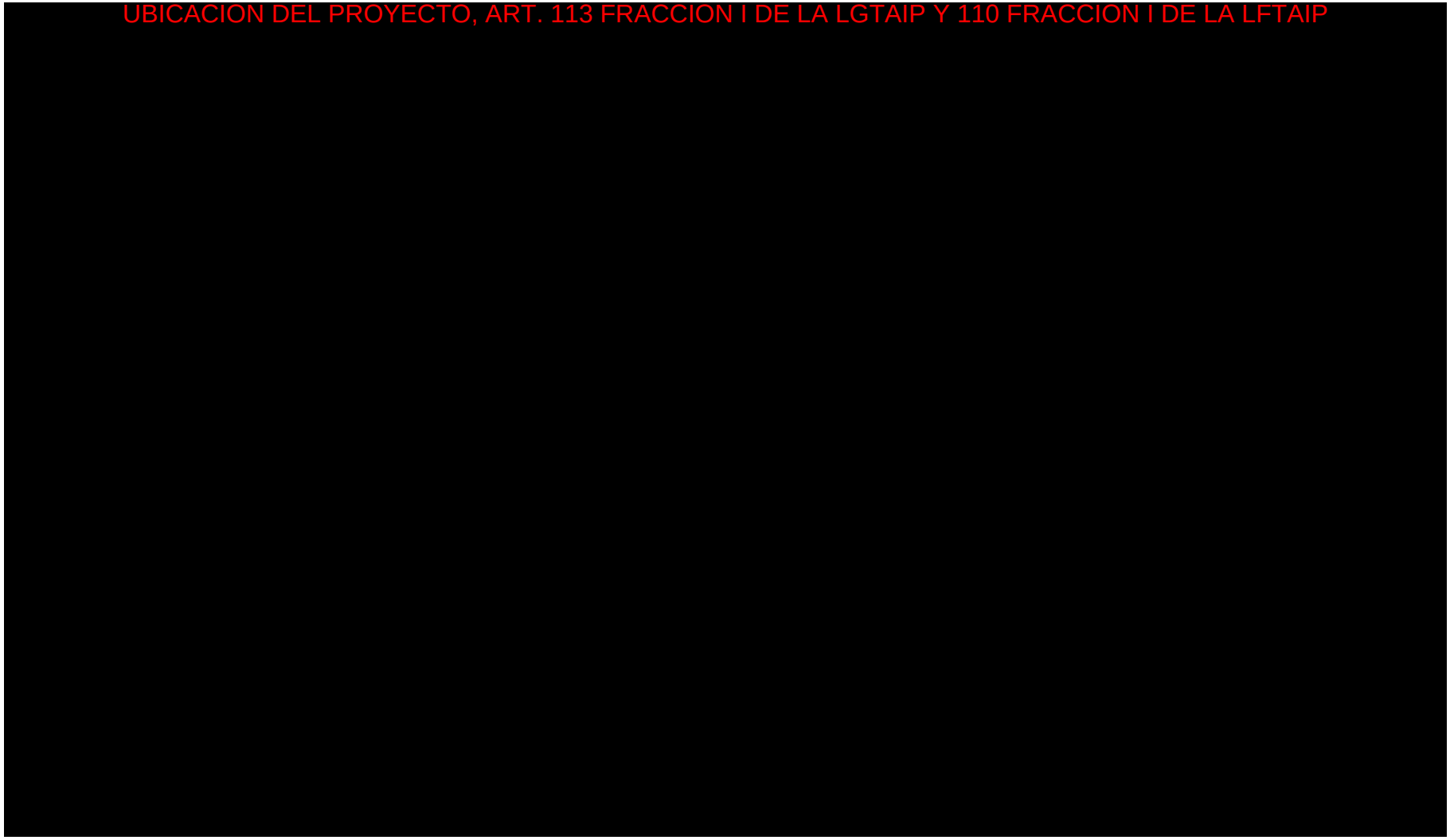


Ilustración 78. Radio de afectación Hipotésis 4 Nodo 1.3, escenario 1.3 Explosión (sobrepresión)

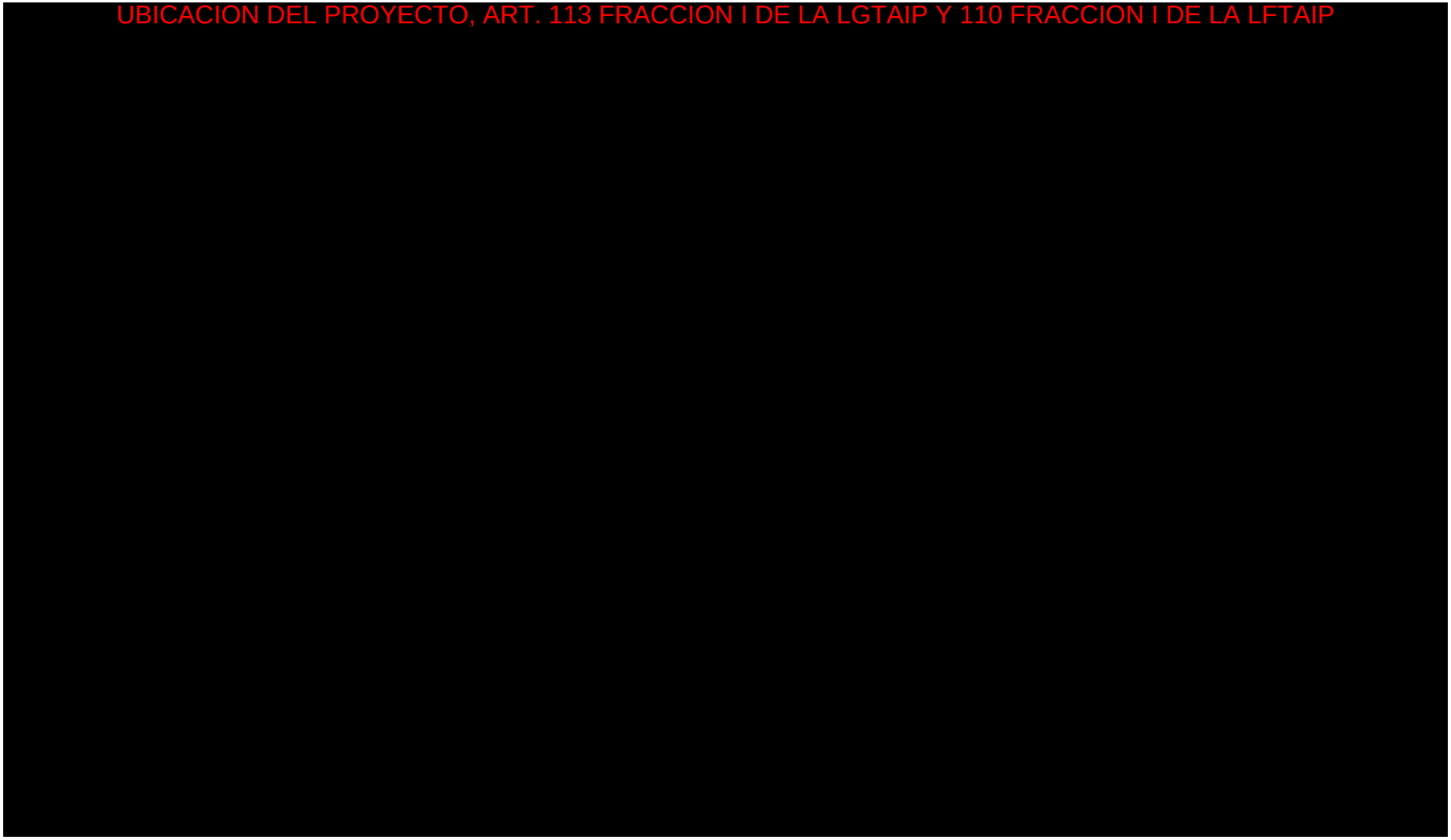


Ilustración 79. Radio de afectación Hipotésis 5 Nodo 1.3, escenario 1.3 Jet Fire

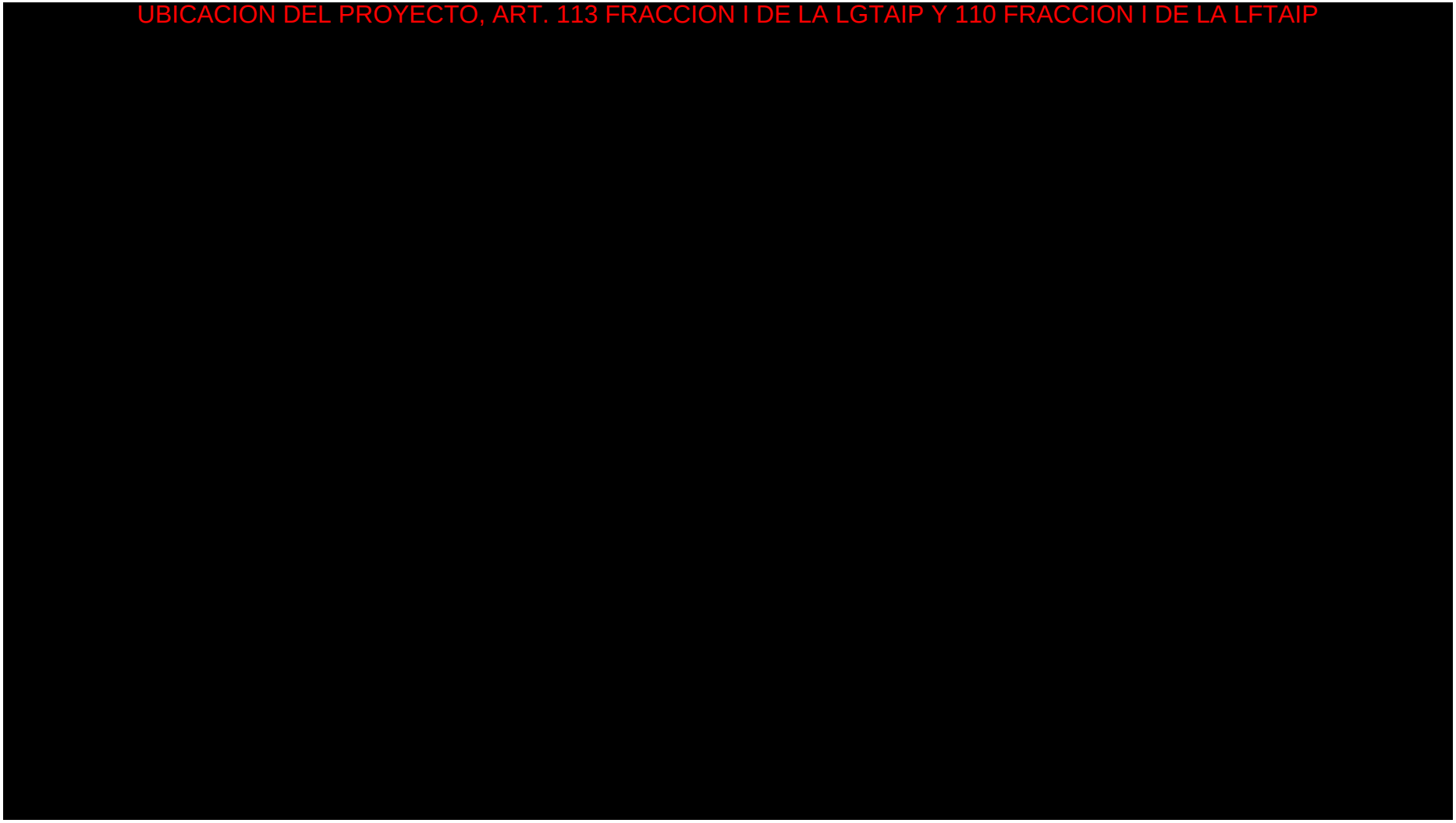


Ilustración 80. Radio de afectación Hipotésis 5 Nodo 1.3, escenario 1.3 Flash Fire

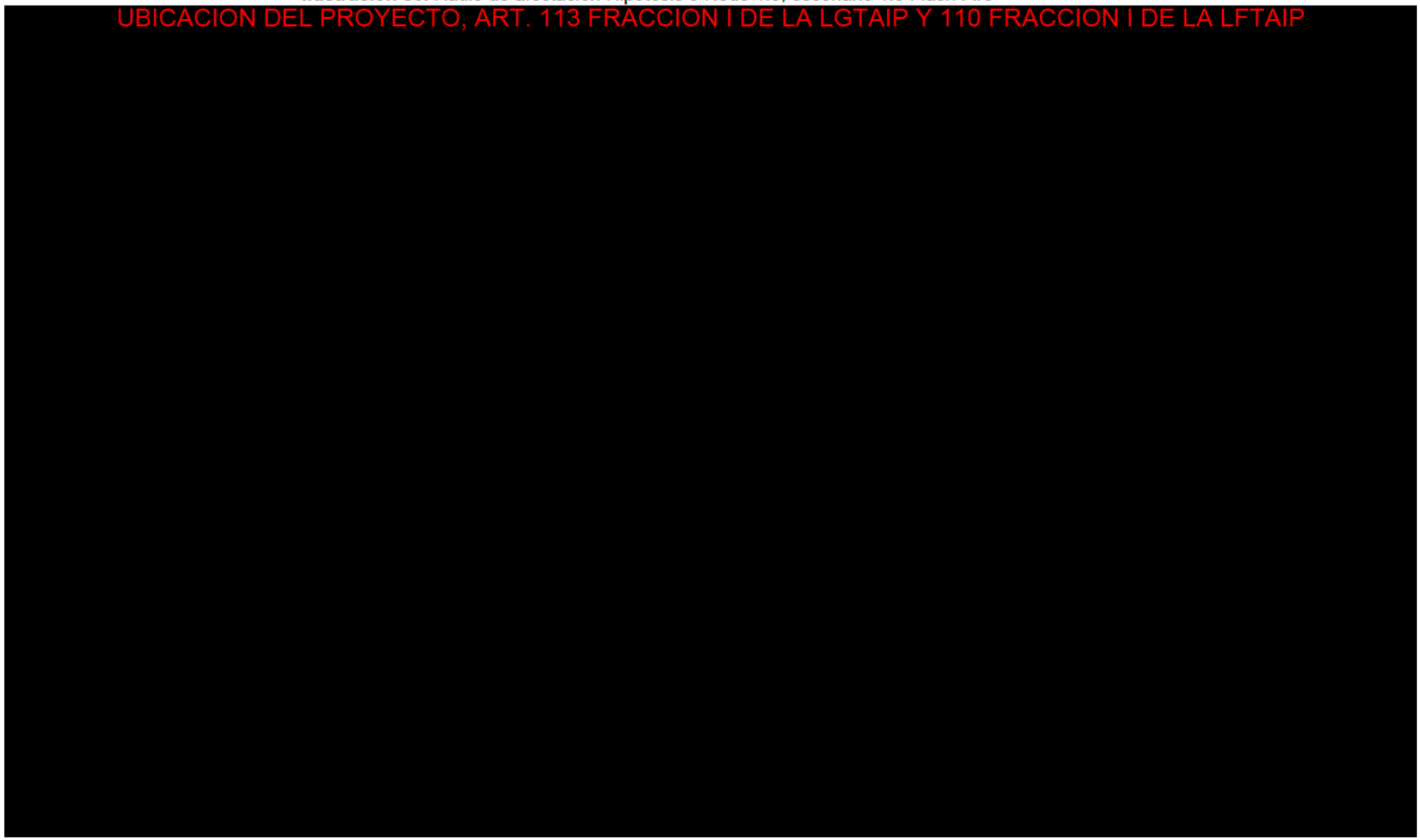


Ilustración 81. Radio de afectación Hipotésis 5 Nodo 1.3, escenario 1.3 Explosión (sobrepresión)

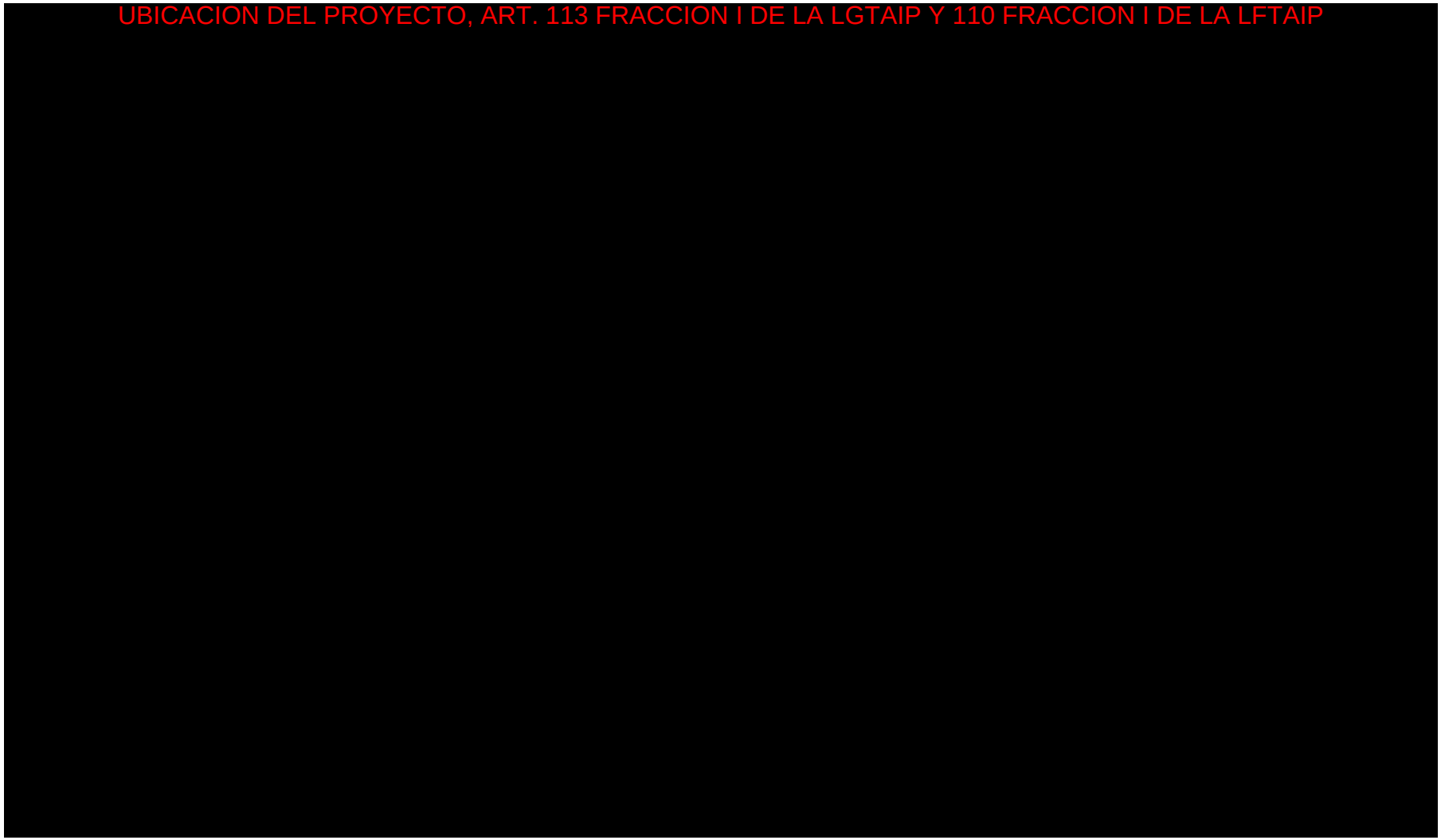


Ilustración 82. Radio de afectación Hipotésis 6 Nodo 401, escenario 401.1.2 Jet Fire

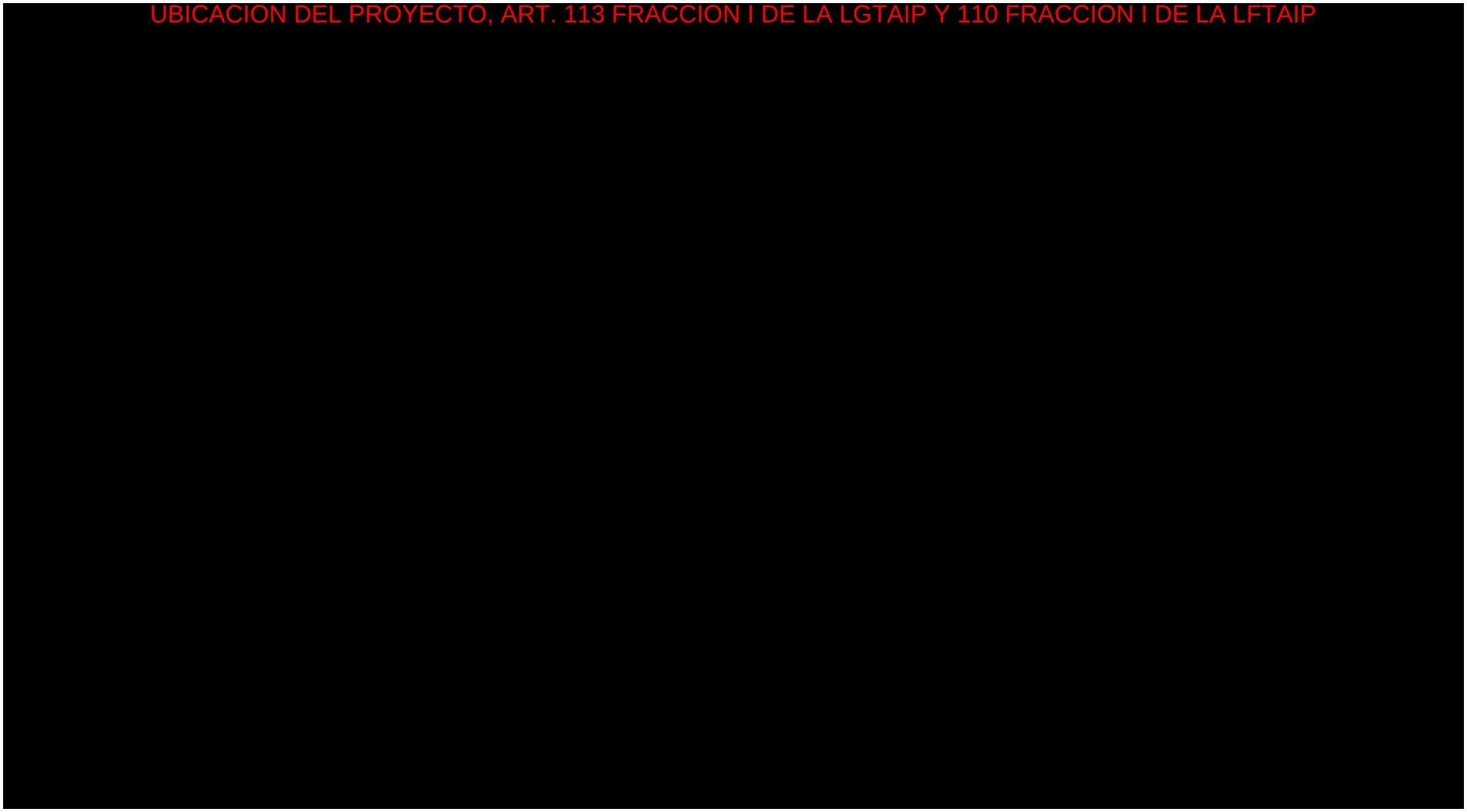


Ilustración 83. Radio de afectación Hipotésis 6 Nodo 401, escenario 401.1.2 Fire Ball

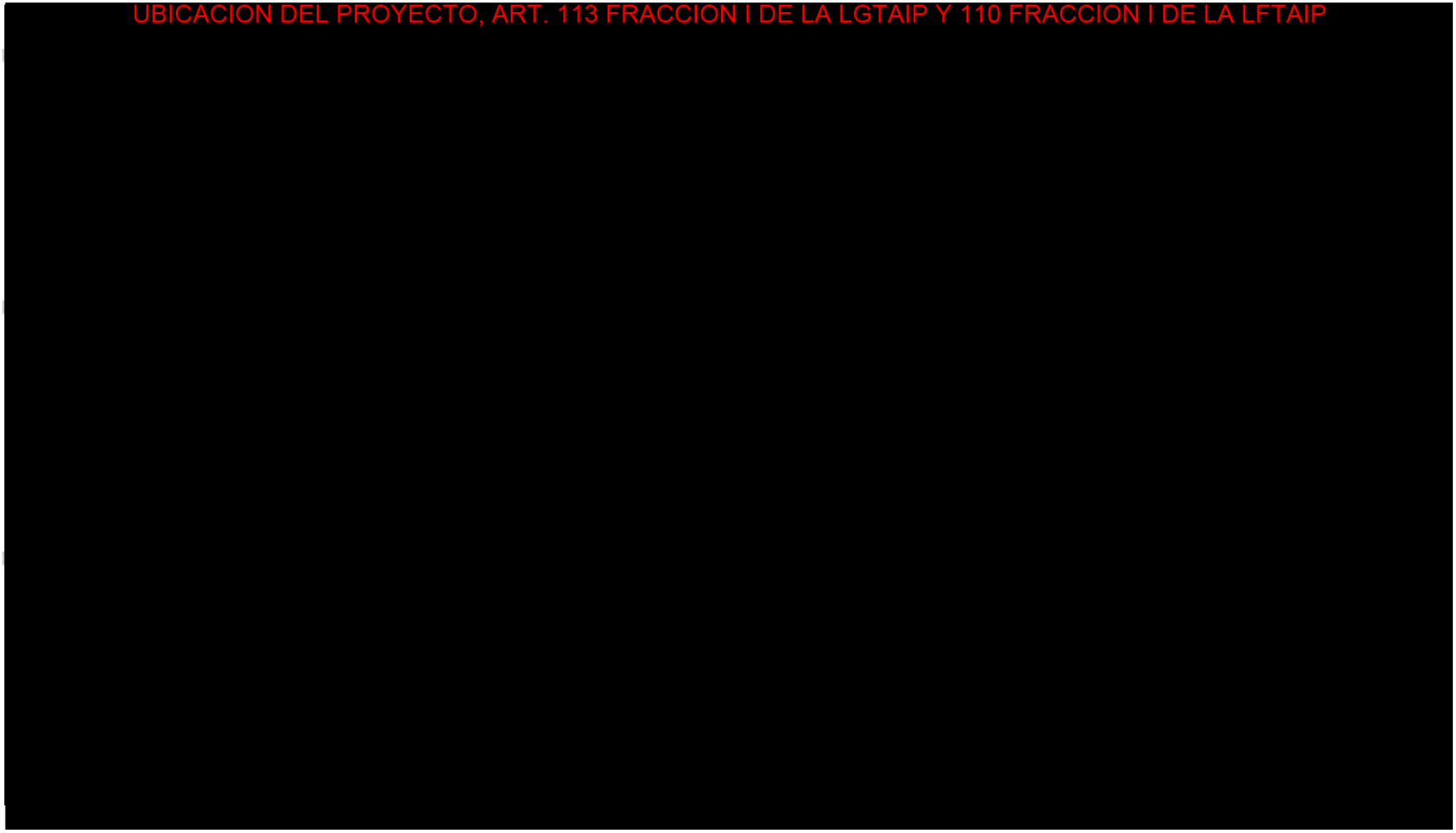


Ilustración 84. Radio de afectación Hipotésis 6 Nodo 401, escenario 401.1.2 Flash Fire

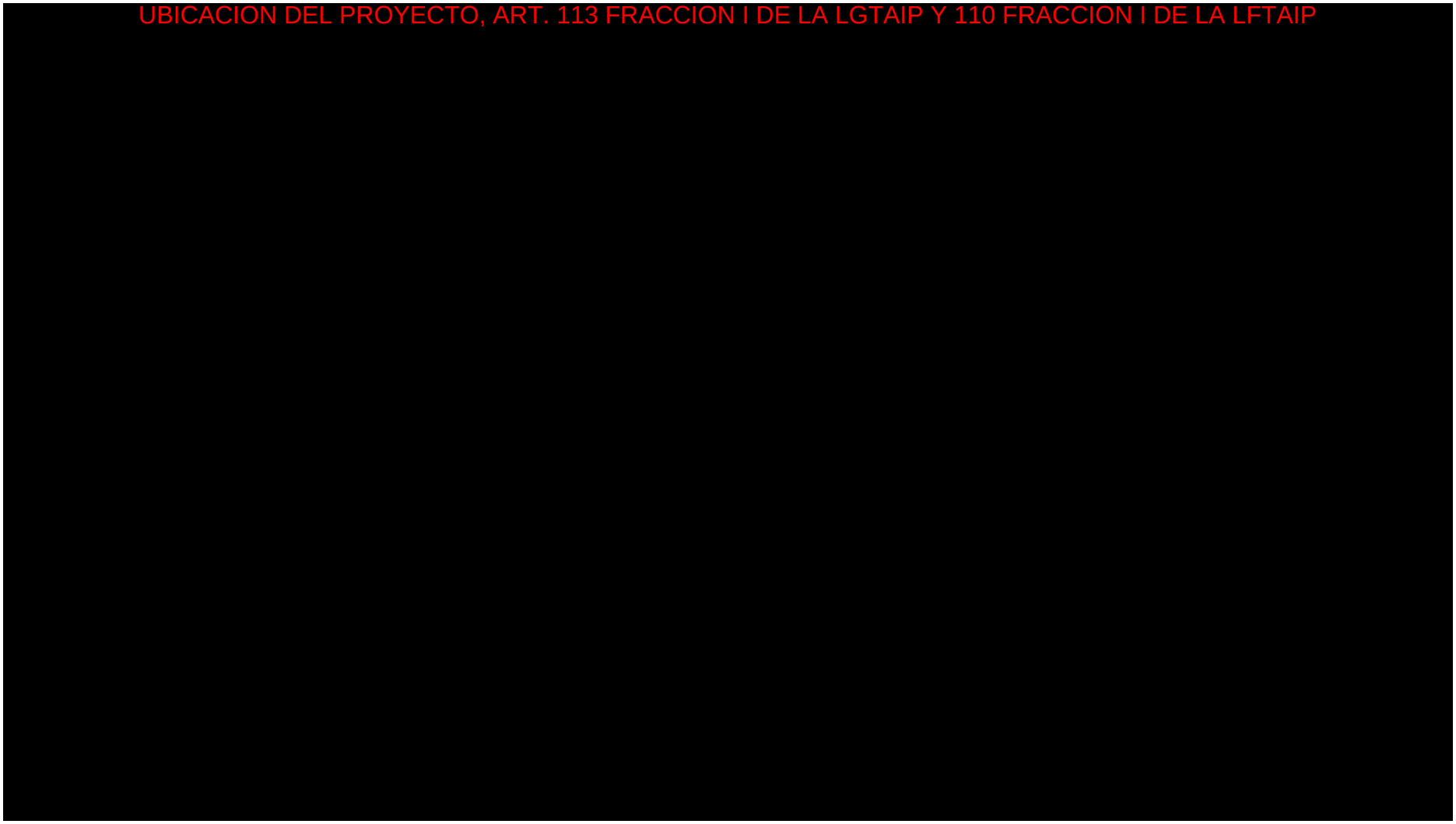


Ilustración 85 Radio de afectación Hipotésis 6 Nodo 401, escenario 401.1.2 Explosión inmediata (sobrepresión)

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

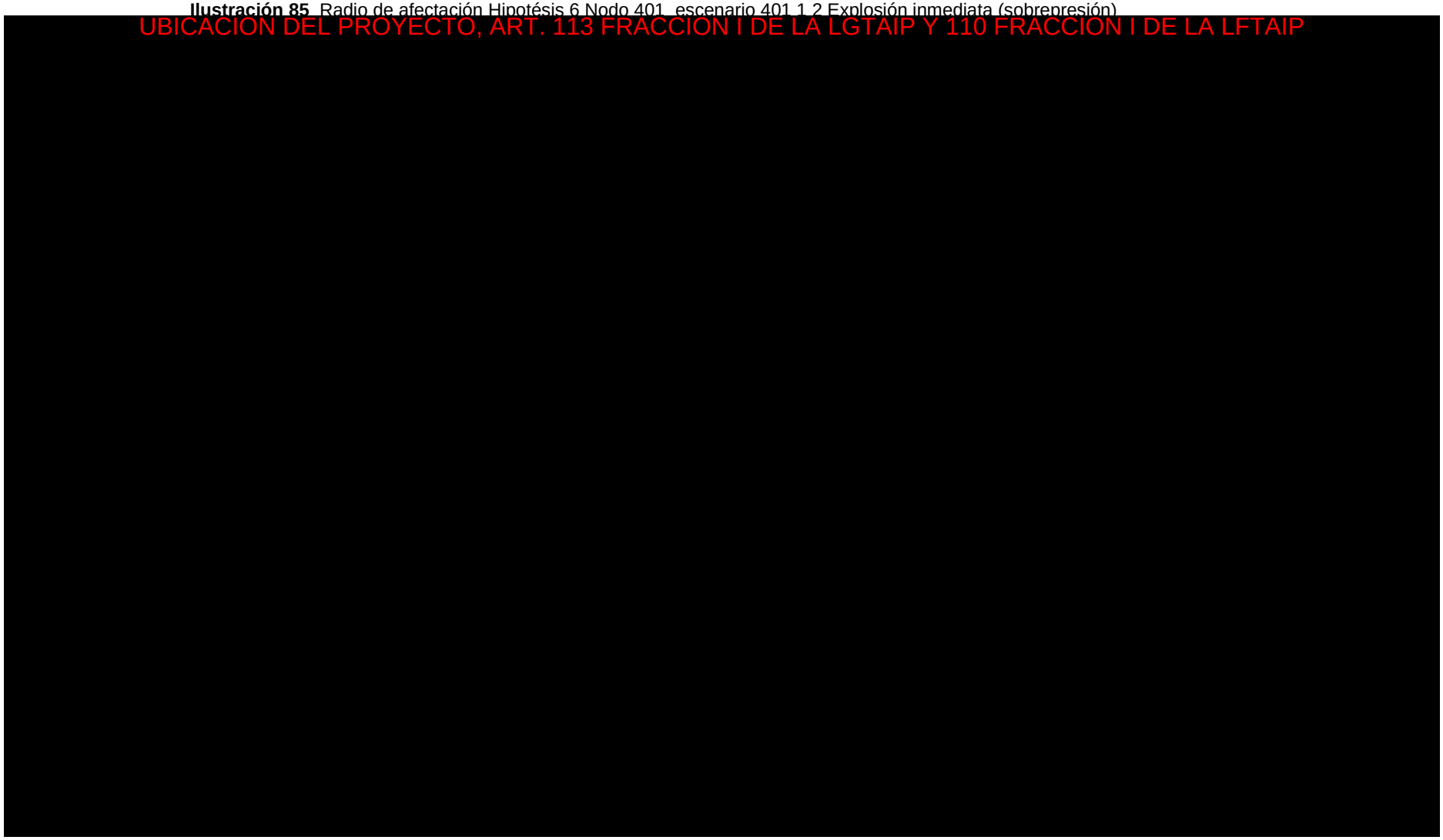


Ilustración 86. Radio de afectación Hipotésis 6 Nodo 401, escenario 401.1.2 Explosión retardada (sobrepresión)

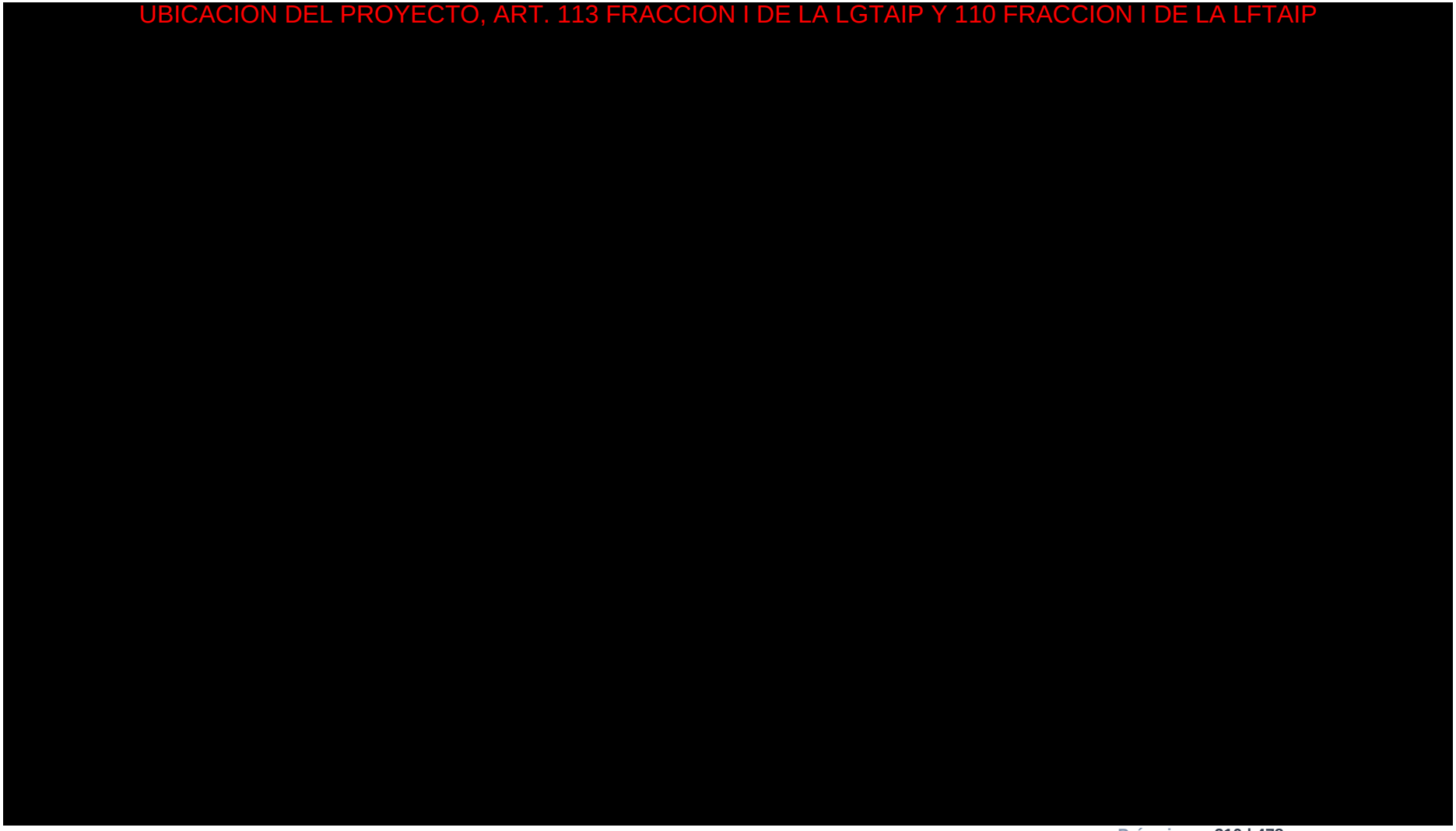


Ilustración 87. Radio de afectación Hipotésis 7 Nodo 101, escenario 101.1.1 Jet Fire

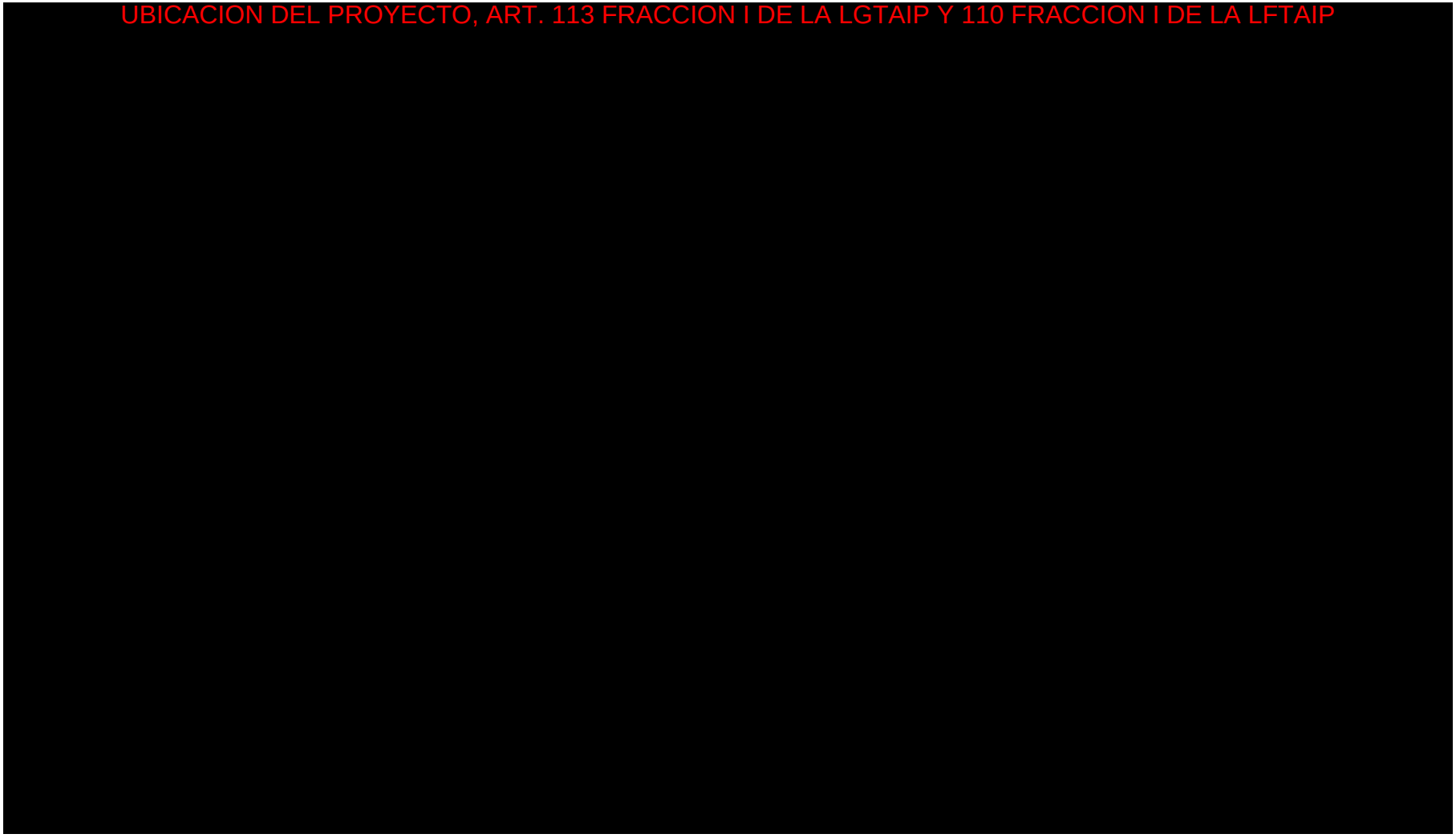


Ilustración 88. Radio de afectación Hipotésis 7 Nodo 101, escenario 101.1.1 Fire Ball

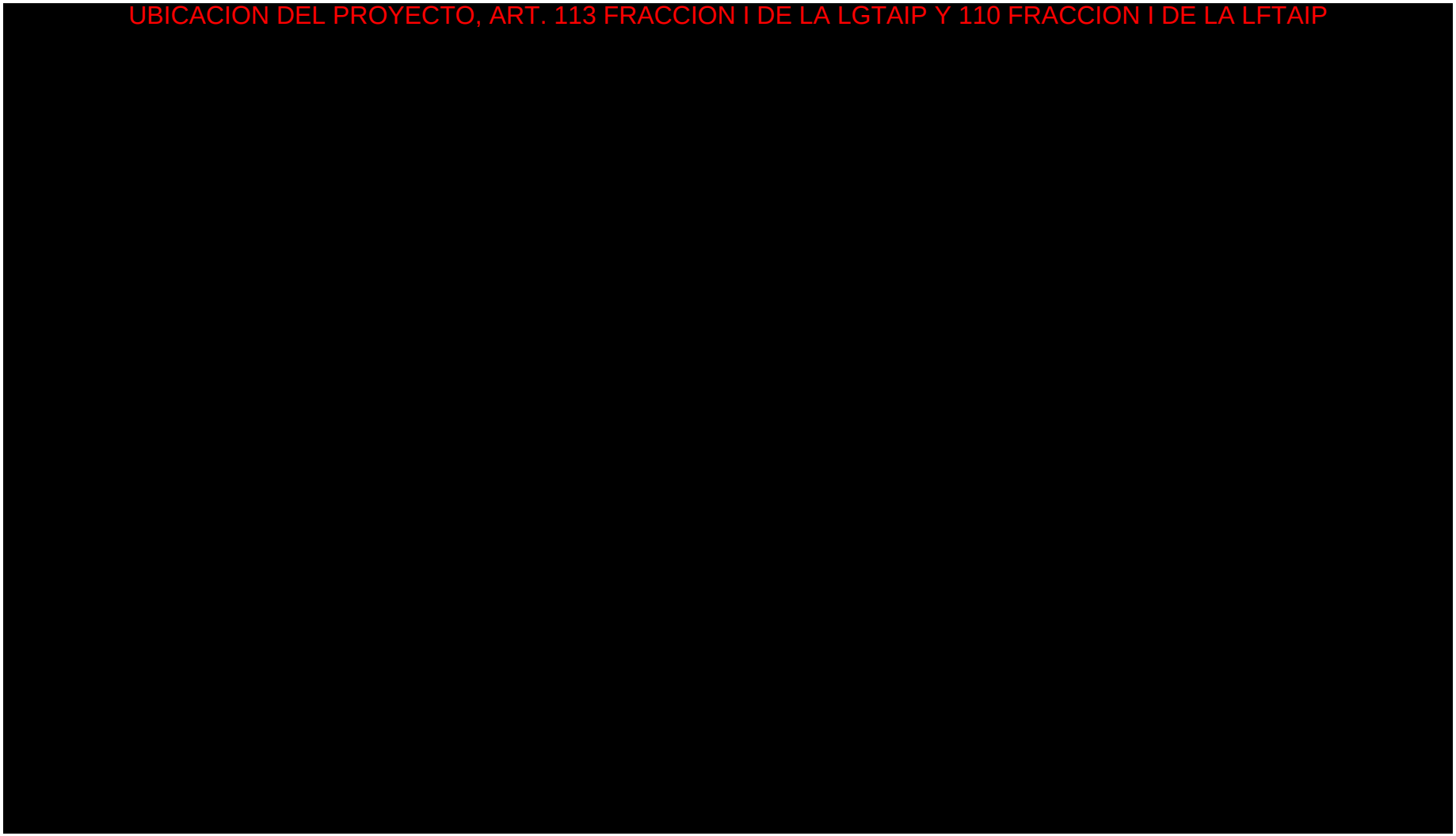


Ilustración 89. Radio de afectación Hipotésis 7 Nodo 101, escenario 101.1.1 Flash Fire

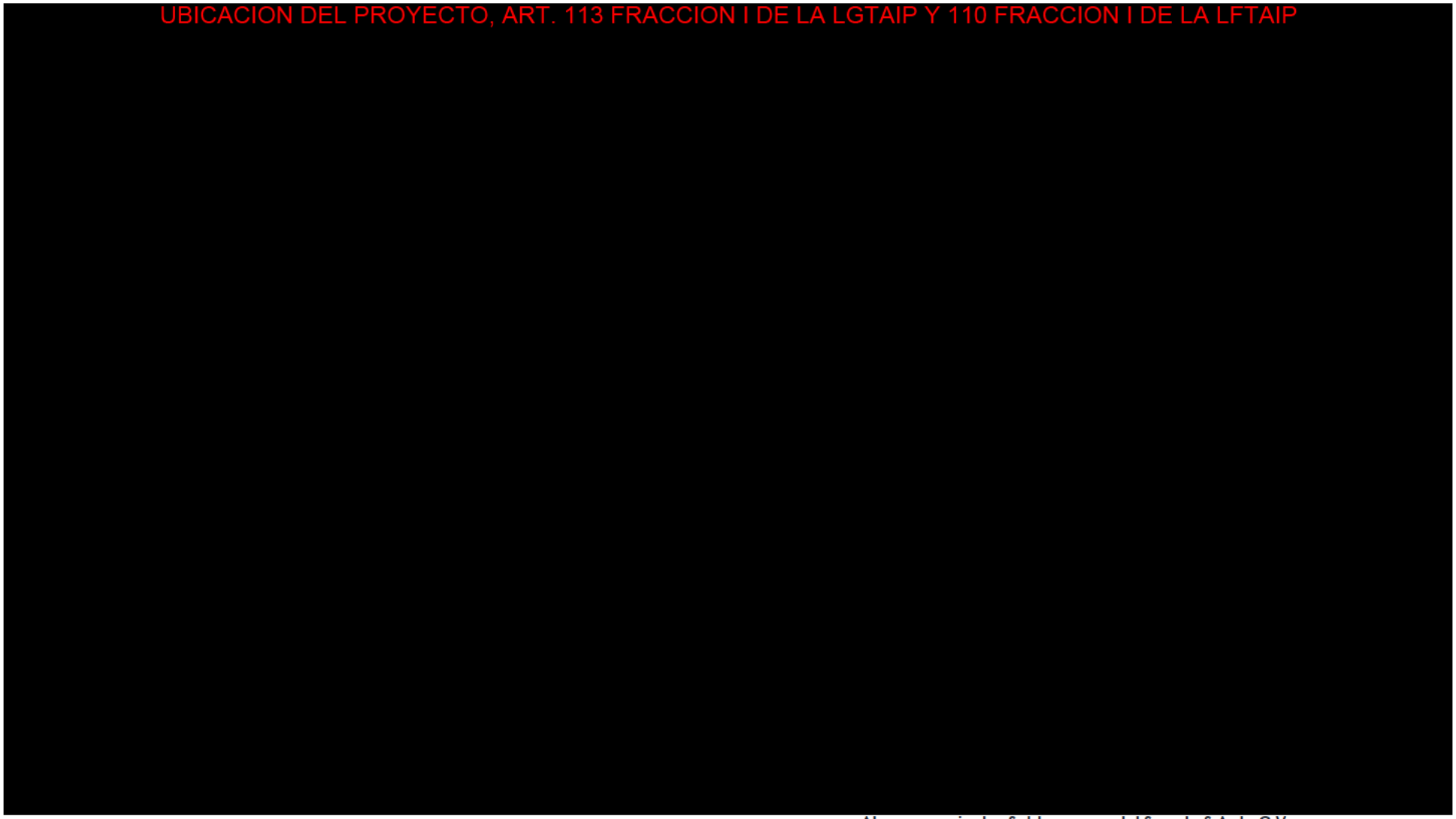


Ilustración 90. Radio de afectación Hipotésis 7 Nodo 101, escenario 101.1.1 Explosión inmediata (sobrepresión)

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

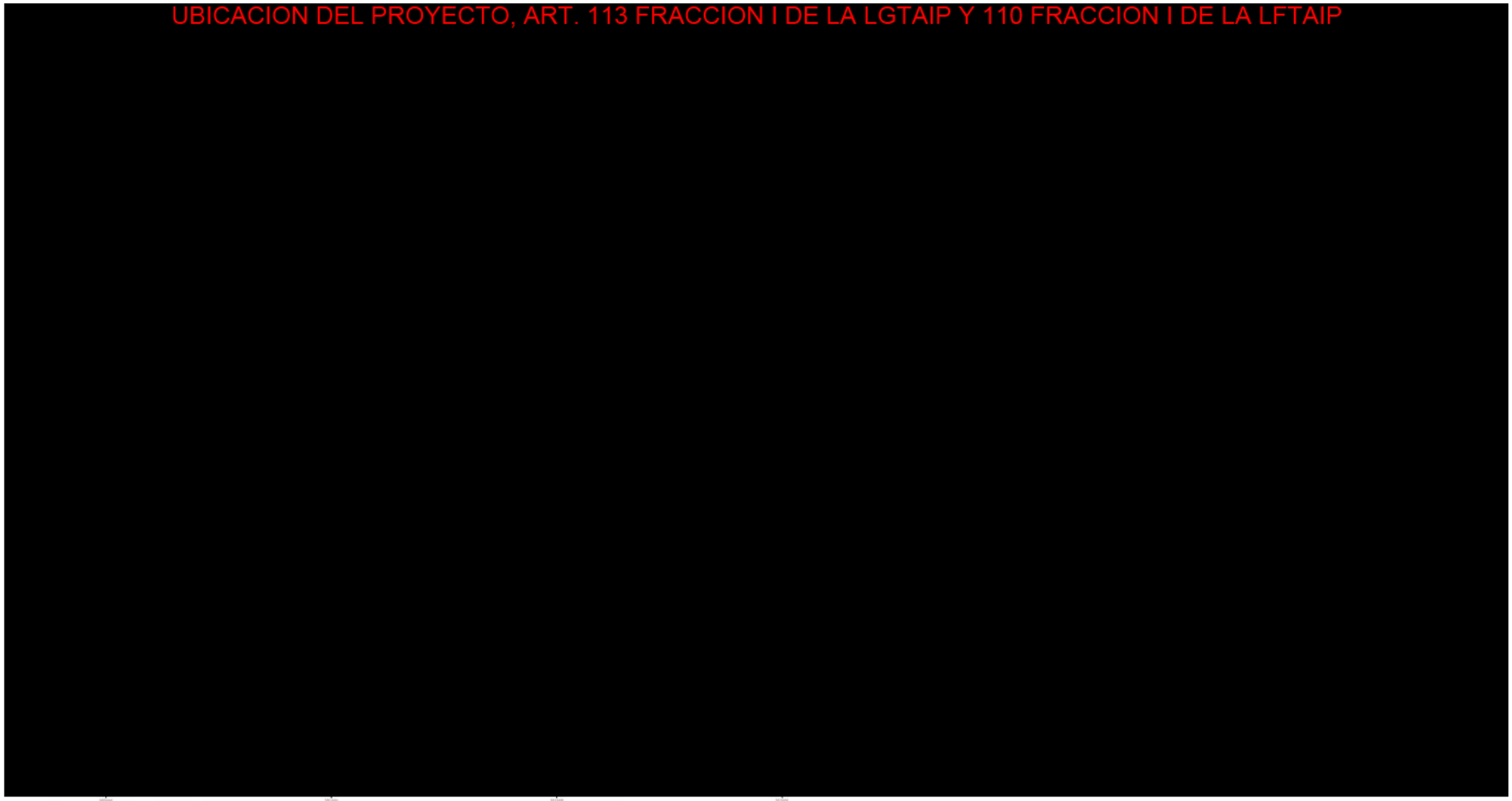
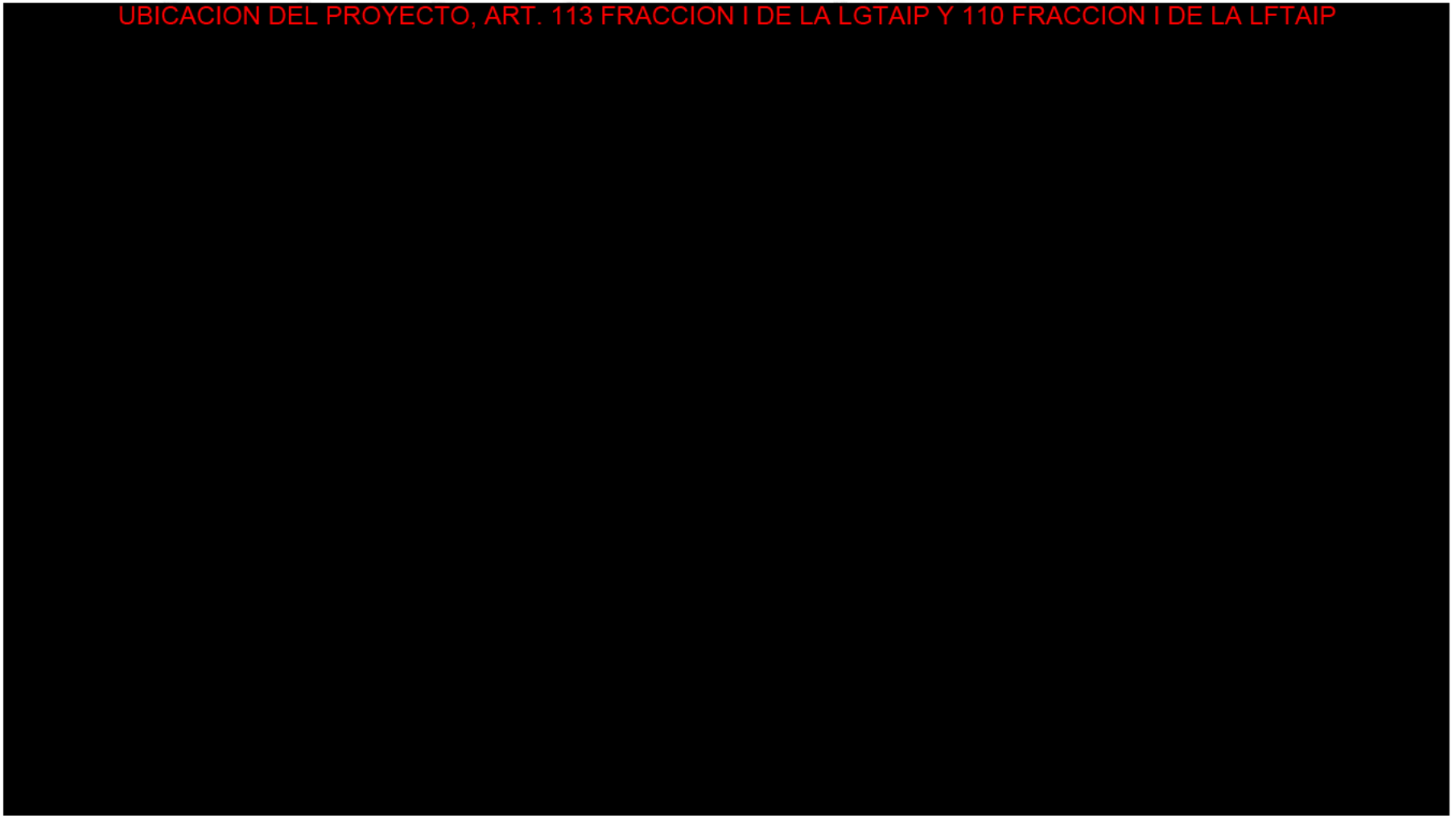


Ilustración 91. Radio de afectación Hipotésis 7 Nodo 101, escenario 101.1.1 Explosión retardada (sobrepresión)



4.5.3. Análisis de Riesgo.

4.5.3.1. Reposicionamiento de los análisis de Riesgo.

4.5.3.1.1. Análisis cuantitativo de las FIS para determinar el SIL del Sistema de Almacenamiento Subterráneo de Gas LP.

El Nivel de Integridad de Seguridad o SIL es la medida de la reducción de riesgo que provee un Sistema Instrumentado de Seguridad. El (SIL) se calcula para cada Función Instrumentada de Seguridad (FIS) que conforme un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS).

Por lo que la metodología propuesta por CYDSA para la determinación del SIL de cada FIS que conforma el SIS del sistema de almacenamiento subterráneo de Gas LP en Shalapa, los pasos del flujograma de la metodología a desarrollarse que se muestra en la figura siguiente, se describen a continuación:

- **El Paso 1**.- El primer punto dentro de la metodología consiste en listar todas las Funciones Instrumentadas de seguridad existentes en el sistema.
- **El Paso 2**.- Para realizar este listado se realiza evaluando los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI´s), los lógicos existentes en la planta, la existencia de programas de mantenimiento y programas de pruebas funcionales, entre otros.
- **El paso 3**.- Consiste en la aplicación del análisis de árboles de fallas para obtener la PFD avg de la Función Instrumentada de Seguridad analizada.

El análisis de Arboles de Falla es la técnica cuantitativa de riesgo que se utilizó para calcular la probabilidad o la frecuencia con que puede ocurrir un evento no deseado (Falla) de cada FIS del Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) existente, ante una demanda de actuación de la FIS. A partir de la Probabilidad de Falla en Demanda (PFD)avg obtenida, se determina el valor del SIL del sistema.
El evento culminante (falla de la FIS) se puede dar por una falla o una combinación de fallas de los elementos básicos que conforman las funciones instrumentadas que forman el SIS. Tales combinaciones son llamados conjuntos de cortes mínimos (Minimal Cut Set o MOCUS).

Un conjunto de cortes mínimos es la combinación más pequeña de los componentes de falla, si todos ocurren, el evento superior ocurre; es decir es la intersección de los eventos primarios. Los cuales son suficientes para desencadenar el evento principal no deseado.

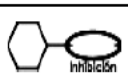
"Si una de las fallas en el conjunto de cortes no ocurre, entonces el evento superior no ocurrirá".

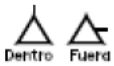
Antes de empezar a construir el árbol de fallas es importante tener conocimiento del funcionamiento del sistema. En la Tabla 8.1 se muestra la simbología utilizada para la elaboración de árbol de fallas.

Los pasos para la elaboración de un árbol de fallas son los siguientes:

1. Identificar la falla del sistema (evento culminante) que va a ser analizada y ubicarla en la parte alta del árbol.
2. Proceder al próximo nivel del sistema que llamaremos subsistema e identificar las fallas del subsistema que podrían conducir a la falla del sistema.
3. Identificar la falla del sistema (evento culminante) que va a ser analizada y ubicarla en la parte alta del árbol.
4. Proceder al próximo nivel del sistema que llamaremos subsistema e identificar las fallas del subsistema que podrían conducir a la falla del sistema.
5. Determinar la relación lógica entre las fallas del subsistema que son requeridas para producir la falla del sistema. Puede ser el resultado de la combinación de fallas o la ocurrencia de cualquiera de las fallas identificadas.

Tabla 84. Simbología para la elaboración de un árbol de fallas

Simbolo	Aplicación
	Sucesos intermedios: Resultan de la interacción de otro suceso, que a su vez se desarrollan mediante puertas lógicas.
	Sucesos Básicos: Constituyen la base de la base de la raíz del árbol. No necesitan desarrollo posterior en otros sucesos.
	Sucesos no desarrollados: No son sucesos básicos y podrían desarrollarse más, pero el desarrollo no se considera necesario o no se dispone de la suficiente información
	Puerta "O" Representan la operación lógica que requiere la ocurrencia de uno o más sucesos de entrada para producir el proceso de salida.
	Puerta "Y" Representan la operación lógica que requiere la ocurrencia de todos los signos de entrada para producir el proceso de salida
	Puerta inhibición: Representa la operación lógica que requiere la ocurrencia del suceso de entrada y la satisfacción de una condición de inhibición
	Condición externa: Se utiliza para indicar la condición o un suceso que existe como parte del escenario en que se desarrollo el árbol de fallas.

Símbolo	Aplicación
	Transferencia: Se utilizan para continuar el desarrollo del árbol de fallas en otra parte (por ejemplo, en otra página por falta de espacio).

6. Usar la estructura lógica de compuertas "Y" u "O" para mostrar la relación de fallas del subsistema que producen la falla del sistema. La compuerta "Y" significa la intersección de dos o más eventos, lo que significa que las frecuencias o probabilidades deben ser multiplicadas y la compuerta "O" significa la unión de dos o más eventos y sus frecuencias o probabilidades deben ser sumadas.
7. Proceder al próximo nivel más bajo del sistema y repetir los pasos del 2 al 4 hasta que se hayan identificado todas las fallas del nivel de componentes.
8. Iniciar con datos de frecuencia o probabilidad de fallas en el nivel de componentes, calcular la frecuencia o probabilidad de las fallas descritas en el nivel ubicado, arriba del nivel de componentes usando las compuertas "Y" u "O".
9. Continuar la estructura lógica indicada por las compuertas "Y" u "O" en el árbol de fallas hasta que la probabilidad de la falla del sistema o evento culminante ha sido calculada.

Es importante mencionar que la confiabilidad de un componente en un sistema depende de dos factores:

- La localización del componente en el sistema.
- La confiabilidad del componente.

Considerando estos 2 factores se han definido 4 diferentes índices de importancia de la confiabilidad de un componente que a continuación se describen:

Índice Birnbaum

El índice de importancia Birnbaum del componente i al tiempo t se define como:

$$I^B (i / t) = \partial q_0 (t) / \partial q_i (t) \quad \text{.....(Ec. 1)}$$

El cuál nos indica como varía la no disponibilidad del sistema con respecto a la variación de la no disponibilidad de cada componente I en el tiempo t.

Índice Fussell-Vesely:

El índice de importancia de Fussell-Vesely IFV (i / t) es la probabilidad que al menos un corte mínimo contenga el componente i que falla en el tiempo t, dado que el sistema falla al tiempo t.

$$I^{FV}(I/t) = \Sigma^{mj}_{j=0} Q^{i}_{j}(t) / Q_0(t) \text{ .....(Ec. 2)}$$

Importancia Crítica.

El índice de importancia crítica ICR (i / t) es la probabilidad que el componente i es el crítico para el sistema y el falla al tiempo t, dado que el sistema falla al tiempo t.

$$I^{CR}(i/t) = I^{B}(I/t) * q_i(t) / Q_0(t) \text{.....(Ec.3)}$$

En otras palabras, ICR (i / t) es la probabilidad de que el componente i, causo la falla del sistema, dado que el sistema falla al tiempo t.

Medida de la Mejora Potencial

La mejora potencial con respecto al componente i al tiempo t es definida como:

$$I^{IP}(i/t) = I^{CR}(I/t) * Q_0(t) \text{ .....(Ec.4)}$$

En sistemas en serie, la mejora potencial en la confiabilidad del sistema es mayor para el componente con menor confiabilidad.

- **El paso 4.-** Consiste en comparar el resultado obtenido del árbol de fallas de la FIS, considerando que en la NRF-045-PEMEX-2010, menciona una relación entre la probabilidad obtenida del cálculo del árbol de fallas con el nivel del SIL para el modo de operación demanda baja o (en demanda) como se muestra en la tabla 78. Para el valor de SIL objetivo este se fija de forma corporativa basándose en cualquiera de los criterios de riesgo (individual, social, corporativo), es entendible que para cada área de proceso sea refinación, petroquímico, extracción, etc., no se tiene el mismo nivel de riesgo. Es por esto que se debe ajustar el valor de FRT (Frecuencia de Riesgo Tolerable u Objetivo). Por lo tanto el SIL objetivo estará en función de:

$$\textit{SIL objetivo} = \textit{FRT} / \textit{FEI} \text{ .....(EC. 5)}$$

Dónde:

FRT = Frecuencia de Riesgo Tolerable u Objetivo. FEI = Frecuencia del Evento Iniciador.

Por lo tanto la frecuencia de riesgo tolerable FRT es a la cual se puede esperar que un individuo reciba un nivel sostenido de daño, derivado de la existencia de peligros determinados, esto se

muestra en la Tabla 79.

- **El paso 5.-** Proponer las opciones necesarias para llegar al Nivel del SIL objetivo de acuerdo al grado de riesgo, ya sea modificando tiempos de pruebas funcionales, mantenimientos, adicionando nuevos elementos o modificando su configuración.
- **El paso 6.-** Realizar las recomendaciones del estudio para el sistema que se está analizando.

Ilustración 92. Flujograma de Metodología para cálculo del SIL de una FIS existente

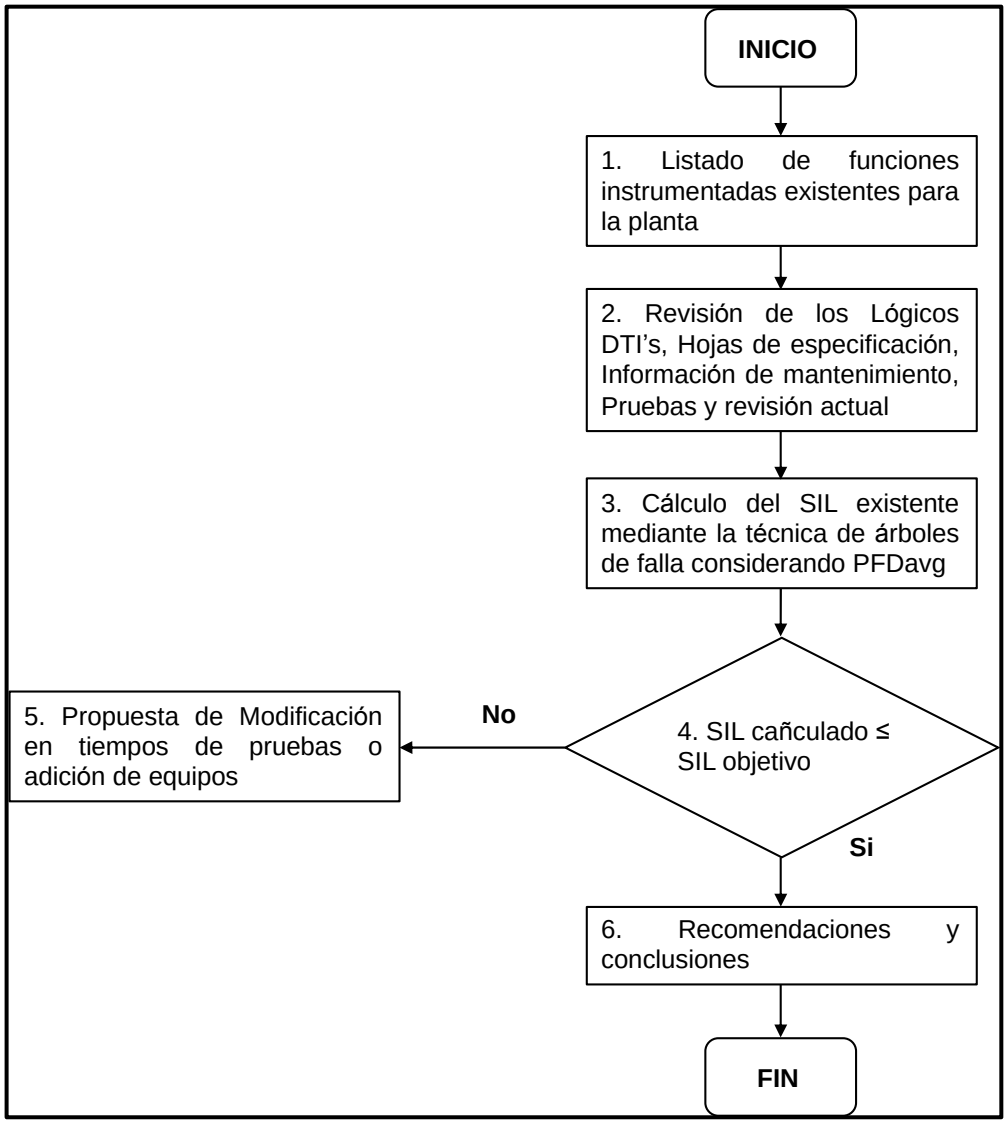


Tabla 85. Asignación de SIL con base en Probabilidades de Falla en Demanda (PFD) y/o factor de Riesgo Reducido (FRR)

(NIS, SIL)	PFD	FRR
3	$10^{-3} > PFD > 10^{-4}$	1 000 – 10 000
2	$10^{-2} > PFD > 10^{-3}$	100 – 1 000
1	$10^{-1} > PFD > 10^{-2}$	10 - 100

Fuente: NRF-045-PEMEX-2010 Pág 27

Tabla 86. Guías de Riesgo Tolerables

Riesgo individual para fatalidades	Freciuencia por año	
	Trabajadores	Terceros
3	$>10^{-3}$	$>10^{-4}$
2	10^{-3} a 10^{-5}	$<10^{-4}$
1	$<10^{-3}$	

Fuente: Documento 800-16700-DCO-SCM-GT-008: 2008 Pág 15

PASO 1.- El sistema de almacenamiento subterráneo de Gas LP, cuenta con funciones instrumentadas de seguridad ejecutadas por el Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS).

PASO 2. Consistió en la revisión de planos de instrumentación y tuberías del sistema.

Asimismo se consultaron los documentos referentes a la matrices causa-efecto del sistema.

En el **Anexo G** correspondiente de este estudio, se muestran los diagramas de las funciones Instrumentadas de Seguridad del Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS).

Para cada FIS listada, se desarrolló un árbol de fallas y se calculó la PFDavg utilizando las siguientes ecuaciones según los datos obtenidos de cada elemento que conforman la FIS:

$$PFDavg = \lambda DU * TI / 2 \quad \text{.....(EC.6)}$$

$$\lambda = 1 / (MTTF^{D}) \quad \text{.....(EC.7)}$$

Donde:

PFD avg = Probabilidad de Falla Bajo Demanda Promedio

λDU = Tasa de Falla Peligrosa No Detectada

$MTTF^D$ = Tiempo Promedio de Falla Detectada

Las ecuaciones siguientes se deberán utilizar como parte de la técnica de cálculo del SIL vía Ecuaciones Simplificadas:

1001

$$PDF_{Avg} = \lambda^w * TI / 2 \text{ .....(Ec.8)}$$

1002

$$PDF_{Avg} = [(\lambda^w)^2 * TI^2] / 3 \text{ .....(Ec.9)}$$

1003

$$PDF_{Avg} = [(\lambda^w)^3 * TI^3] / 4 \text{ .....(Ec.10)}$$

2002

$$PDF_{Avg} = \lambda^w * TI \text{ .....(Ec.11)}$$

2003

$$PDF_{Avg} = (\lambda)^2 * TI^2 \text{ .....(Ec.12)}$$

2004

$$PDF_{Avg} = (\lambda)^3 * TI^3 \text{ .....(Ec.13)}$$

Donde:

λ : Es usado para denotar la tasa de falla de un módulo o una porción de módulo (normalmente expresada en fallas por millón (10-6) de horas.

PFD $_{Avg}$: Probabilidad promedio de que una FIS falle al responder a una demanda de proceso. Es comúnmente referenciado como probabilidad promedio de falla en demanda. También es referenciado como indisponibilidad de seguridad promedio.

TI : Es el intervalo de tiempo de prueba de línea periódica de un sistema o un elemento de un sistema.

1001 : Arquitectura que cuenta con un elemento final de control en una línea (una válvula) (resolvedor lógico una entrada y una salida).

1002 : Arquitectura que cuenta con dos elementos finales de control en una línea (dos válvulas) o con un elemento final alterno (resolvedor lógico una entra y dos salidas).

1003 : Arquitectura que cuenta con tres elementos finales de control en una línea (Tres Válvulas)

2002 : Arquitectura que cuenta con dos elementos finales de control, uno en cada línea (dos válvulas).

2003 : Arquitectura que cuenta con tres elementos finales de control (válvula).

2004 : Arquitectura que cuenta con cuatro elementos finales de control (válvula).

Las ecuaciones descritas anteriormente están clasificadas en función de la arquitectura instalada en cada FIS y deben ser revisadas por cada elemento de la FIS, para más detalles sobre las ecuaciones anteriores y las técnicas de evaluación del SIL vía árboles de falla y vía ecuaciones simplificadas consultar ISA-TR84.00.02- 2002 Parte 2 y 3. A continuación se muestran las Probabilidades de Falla en Demanda Promedio (PFD avg) en forma genérica utilizadas para los elementos con que cuentan las FIS´s del sistema de almacenamiento subterráneo de Gas LP, en la tabla siguiente se muestran las PFD avg genéricas y sus fuentes.

Tabla 87. Probabilidades de falla en demanda promedio utilizadas para el sistema de almacenamiento de Gas LP en Shalapa Veracrúz

Descripción	PFD avg Anual	Referencia	Observaciones
PLC	1.31E-05	EXIDA IEC 61508 Functional Safety Assessment	Certificado SIL 3
Falla de calentador eléctrico	7.36E-02	OREDA 2009 Pág. 409	Degradado
Motor eléctrico de bomba	2.35E-02	OREDA 2009 Pág. 292	Critica
Falla de solenoide	1.79E-03	Guidelines for Process Equipment Data Book 3.5.3.4	Ninguna
Falla de la válvula de bloqueo de emergencia	2.19 E-05	OREDA 2009 Pág.673	Falla al cerrar bajo demanda
Falla De Transmisor De Presión	1.53E-03	OREDA 2009 Pág.468	Todos los modos
Falla de transmisor de	2.22E-02	OREDA 2009 Pág. 459	Falla al funcionar bajo

Descripción	PFD avg Anual	Referencia	Observaciones
flujo			demanda
Falla de transmisor de nivel	5.56E-03	OREDA 2009 Pág. 463	Falla al funcionar bajo demanda
Falla del transmisor de temperatura	7.88E-03	OREDA 2009 Pág. 472	Falla al funcionar bajo demanda
Falla de detector de flama	3.19E-03	OREDA 2009 Pág. 437	Alta demanda (modo continuo)

PASO 3. Se elaboraron los árboles de falla. Obteniéndose los resultados mostrados en la tabla siguiente. En el **Anexo H** correspondiente de este estudio, se muestran los árboles generados, y el resultado del cálculo de PFDavg para cada FIS.

PASO 4. Asimismo en la tabla siguiente se muestra la comparación del SIL calculado con el SIL objetivo en base al grado de riesgo que representa el escenario de riesgo al que está vinculada la Función Instrumentada de Seguridad.

Tabla 88. Resultados del Cálculo del SIL para cada FIS del sistema de Almacenamiento de Gas LP en Shalapa

FIS	Descripción	PFD_{Prom}	FRR	$SIL_{Cálculado}$	Grado de Riesgo	SIL_{obj}
FIS-1 AF-0001	Baja presión en línea de interconexión	7.20E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-2 AF-0002	Alta o baja presión de la estación	4.87E-02	20	1	C(1)	<1
FIS-3 AF-0003	Alta presión en colector de tubería	4.87E-02	20	1	C(1)	<1
FIS-4 AF-0004	Baja presión de la estación (En modo de recepción)	1.19E-01	8.3	<1	C(1)	<1
FIS-5 AF-0005	Baja presión de la succión de Bomba BA-201	2.50E-02	40	1	C(1)	<1
FIS-6 AF-0006	Baja presión de la estación (en modo recepción)	3.13E-02	31	<1	C(1)	<1
FIS-7 AF-0007	Alta presión de la succión de la Bomba BA-201	2.52E-02	39	1	C(1)	<1

FIS	Descripción	PFD_{Prom}	FRR	$SIL_{Cálculado}$	Grado de Riesgo	SIL_{obj}
FIS-8 AF-0008	Baja presión en la succión de Bomba BA-202	2.50E-02	40	1	C(1)	<1
FIS-9 AF-0009	Alta temperatura en la succión de Bomba BA-202	3.13E-02	31	1	C(1)	<1
FIS-10 AF-0010	Alta presión en la succión de Bomba BA-202	2.52E-02	39	1	C(1)	<1
FIS-11 AF-0011	Baja presión en la succión de Bomba BA-203	2.50E-02	40	1	C(1)	<1
FIS-12 AF-0012	Alta temperatura en la succión de Bomba BA-203	3.13E-02	31	1	C(1)	<1
FIS-13 AF-0013	Alta presión en la succión de Bomba BA-203	2.52E-02	39	1	C(1)	<1
FIS-14 AF-0014	Baja presión en la succión de Bomba BA-204	2.50E-02	40	1	C(1)	<1
FIS-15 AF-0015	Alta temperatura en la succión de Bomba BA-204	3.13E-02	31	1	C(1)	<1
FIS-16 AF-0016	Alta presión en la succión de Bomba BA-204	2.52E-02	39	1	C(1)	<1
FIS-17 AF-0017	Bajo flujo de gas a caverna	9.27E-02	10.7	1	C(1)	<1
FIS-18 AF-0018	Alto flujo de gas a caverna	2.4.E-02	44	1	C(1)	<1
FIS-19 AF-0019	Alta presión en entrada a caverna	7.22E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-20 AF-0020	Alta presión en entrada a caverna	7.22E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-21 AF-0021	Baja presión en entrada a caverna	7.22E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-22 AF-0022	Baja presión en entrada a caverna	7.22E-02	13	1	C(1)	<1

FIS	Descripción	PFD_{Prom}	FRR	$SIL_{Cálculado}$	Grado de Riesgo	SIL_{obj}
FIS-23 AF-0023	Alto flujo diferencial en salida de caverna	7.22E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-24 AF-0024	Alta presión de salmuera a la salida de caverna	7.22E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-25 AF-0025	Alta presión de salmuera a la salida de caverna	2.53E-02	39	1	C(1)	<1
FIS-26 AF-0026	Alta presión de salmuera a la salida de caverna	4.87E-02	20	1	C(1)	<1
FIS-27 AF-0027	Baja presión de salmuera a la salida de caverna	2.05E-02	486	1	C(1)	<1
FIS-28 AF-0028	Alta presión de salmuera a la salida de caverna	7.52E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-29 AF-0029	Alta presión de salmuera a la salida de caverna	2.53E-02	39	1	C(1)	<1
FIS-30 AF-0030	Alta presión de salmuera a la salida de caverna	4.87E-02	20	1	C(1)	<1
FIS-31 AF-0031	Baja presión de salmuera a la entrada a la caverna	2.12E-03	469	1	C(1)	<1
FIS-32 AF-0032	Alta presión de salmuera a la descompresión a las piletas de salmuera	4.87E-02	20	1	C(1)	<1
FIS-33 AF-0033	Baja presión a la succión de la Bomba BA-501	2.50E-02	40	1	C(1)	<1
FIS-34 AF-0034	Baja presión a la succión de la Bomba BA-502	2.50E-02	40	1	C(1)	<1
FIS-35 AF-0035	Baja presión a la succión de la Bomba BA-503	2.50E-02	40	1	C(1)	<1
FIS-36 AF-0036	Falla de flama en desgasificador DG-501	7.44E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-37	Falla de flama en desgasificador DG-502	7.44E-02	13	1	C(1)	<1

FIS	Descripción	PFD_{Prom}	FRR	$SIL_{Cálculado}$	Grado de Riesgo	SIL_{obj}
AF-0037						
FIS-38 AF-0038	Alto nivel en Desgasificador DG-501	7.60E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-39 AF-0039	Alto nivel en Desgasificador DG-502	7.60E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-40 AF-0040	Baja presión a la entrada del paquete de Deshidratación	1.66E-03	602	2	C(1)	<1
FIS-41 AF-0041	Alto nivel en el Coalescedor TA-602	5.69E-03	175	2	C(1)	<1
FIS-42 AF-0042	Bajo nivel en el Coalescedor TA-602	5.69E-03	175	2	C(1)	<1
FIS-43 AF-0043	Alta presión a la salida del paquete de Deshidratación	1.77E-03	562	2	C(1)	<1
FIS-44 AF-0044	Alta presión aguas abajo del RS-7000	4.88E-02	20	1	C(1)	<1
FIS-45 AF-0045	Alta presión aguas abajo del RS-7000	4.88E-02	20	1	C(1)	<1
FIS-46 AF-0046	Bajo nivel en Tanque de LPG SC-751	2.91E-02	34	1	C(1)	<1
FIS-47 AF-0047	Baja presión a la descarga de la Bomba BR-751	2.50E-02	40	1	C(1)	<1
FIS-48 AF-0048	Alta presión a la descarga de la Bomba BR-751	2.50E-02	40	1	C(1)	<1
FIS-49 AF-0049	Alta presión después de la reducción en línea de LPG seco	1.64E-03	602	1	C(1)	<1
FIS-50 AF-0050	Alta presión después del calentador CE-751	2.52E-02	39	1	C(1)	<1
FIS-51 AF-0051	Baja presión después del calentador CE-751	2.52E-02	39	1	C(1)	<1

FIS	Descripción	PFD_{Prom}	FRR	$SIL_{Cálculado}$	Grado de Riesgo	SIL_{obj}
FIS-52 AF-0052	Alta temperatura aguas abajo del calentador CE-751	8.14E-02	12	1	C(1)	<1
FIS-53 AF-0053	Baja temperatura aguas abajo del calentador CE-751	1.05E-02	9.5	<1	C(1)	1
FIS-54 AF-0054	Bajo nivel en el calentador CE-751	1.02E-01	9.7	<1	C(1)	1
FIS-55 AF-0055	Alto nivel en el calentador CE-751	2.93E-02	34	1	C(1)	<1
FIS-56 AF-0056	Alto nivel en el separador FL-751	1.03E-01	9.7	<1	C(1)	1
FIS-57 AF-0057	Alto nivel en el tambor del quemador elevado SP-401	1.24E-01	8.0	<1	C(1)	<1
FIS-58 AF-0058	Baja presión de aire de instrumentos	1.20E-01	8.3	<1	C(1)	<1
FIS-59 AF-0059	Baja presión de aire de instrumentos	1.20E-01	8.3	<1	C(1)	<1

C(1) Grado de riesgo obtenido del Hazop del Sistema de Almacenamiento de Gas LP en Shalapa, Veracruz

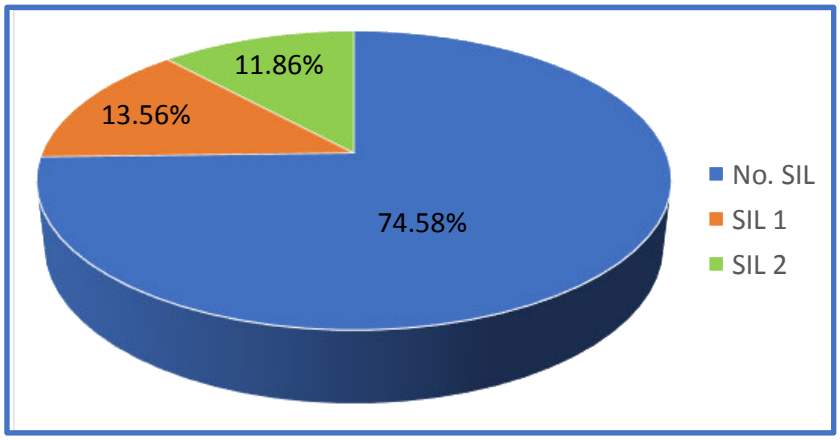
AF =Árbol de Fallas

La representación de lo obtenido puede observarse en el figura siguiente.

Tabla 89. Tabla de resultados de SIL

Sil Calculado	No de FIS
No SIL	8 FIS
SIL 1	44 FIS
SIL 2	7 FIS

Ilustración 93. Gráfica de resultados de SIL



De acuerdo a la tabla anterior se resume lo siguiente:

Para el sistema de almacenamiento subterráneo de Gas LP en Shalapa, se determinó el SIL de 59 Funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS), concentradas en el Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS).

Se observa en la tabla anterior, que para 57 Funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS) que representan el 97%, el SIL objetivo de acuerdo al grado de riesgo es menor a 1 (SIL < 1); y para 2 FIS el SIL objetivo es SIL = 1, lo que representa el 3% del total de las FIS.

Para 57 Funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS), se alcanzan valores de $SIL_{calculado}$ 1 y SIL 2; solo para las FIS-53 y FIS-56 se obtuvo un valor de $SIL_{calculado}$ <1. Sin embargo la fracción faltante para alcanzar el FRR=10 para SIL 1 es mínima, se recomienda mantener la integridad de las FIS-53 y FIS-56, aumentado la frecuencia de mantenimiento y diagnósticos de los elementos que conforman el lazo de estas FIS.

4.5.3.2. Análisis de vulnerabilidad

De conformidad a los radios de afectación obtenidos tenemos las siguientes interacciones de riesgo.

Tabla 90. Interacciones de riesgo

Clave del escenario del riesgo	Equipo/sitio de la planta donde se presenta la fuga	Sustancia peligrosa involucrada	Sitios o equipos aledaños que pueden ser afectados	Distancias de los sitios o equipos al punto de fuga	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
AC-SHALAPA-01-CMP	Unión bridada de la línea de 24"Ø que entrega de la caverna a PEMEX	Gas LP	Patín de medición de PEMEX Carromatos de contratistas Cuarto de control	50 metros 20 metros 15 metros	• Sistema de paro por emergencia • Red contraincendio • Sistema de monitoreo de las variables de control de proceso (SCD) • Sistemas de monitoreo y actuación fuego y gas • Válvulas relevadoras de presión (PSV)
AC-SHALAPA-02-CMP	Fuga de LPG en la unión bridada en la descarga de la bomba BA-201.		Equipos e intrumentos, así como líneas de proceso que alimentan el gas al pozo 206 Carromatos de contratistas Cuarto de control del pozo 206	50 metros 80 metros 50 metros	
AC-SHALAPA-03-CMP	Fuga de LPG en el área de piletas de salmuera.		Piletas de salmuera Casa de bombas salmuera Cuarto de control	100 metros 75 metros 100 metros	
AC-SHALAPA-04-CMP	Fuga de LPG en la Cubeta de la trampa de diablos por poro de corrosión.		Piletas de Salmuera Casa de bombas de salmuera Patín de medición de PEMEX Carromatos de contratistas	200 metros 180 metros 50 metros 50 metros	

Clave del escenario del riesgo	Equipo/sitio de la planta donde se presenta la fuga	Sustancia peligrosa involucrada	Sitios o equipos aledaños que pueden ser afectados	Distancias de los sitios o equipos al punto de fuga	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
			Cuarto de control	60 metros	
			Edificios administrativos	200 metros	
			Equipos e instrumentos del Pozo 209	250 metros	
AC-SHALAPA-05-CA	Fuga de LPG en el patín de medición por poro de corrosión		Patín de medición de PEMEX	50 metros	
			Carromatos de contratistas	30 metros	
			Cuarto de control	50 metros	
			Equipos e instrumentos del Pozo 209	100 metros	
AC-SHALAPA-06-PC	Ruptura catastrófica de la línea de 16" del patín de medición		Piletas de salmuera	400 metros	
			Casa de bombas	380 metros	
			Cuarto de control	420 metros	
			Edificios administrativos	450 metros	
			Equipos y dispositivos pozo 209	480 metros	
			Equipos y dispositivos pozo 206	750 metros	
			Quemador de gas	630 metros	
			Equipo y dispositivos pozo 214	680 metros	
			Subestación de CFE	950 metros	

Clave del escenario del riesgo	Equipo/sitio de la planta donde se presenta la fuga	Sustancia peligrosa involucrada	Sitios o equipos aledaños que pueden ser afectados	Distancias de los sitios o equipos al punto de fuga	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
			Casa habitación del poblado de Ixhuatlan del Sureste	1200 metros	
AC-SHALAPA-07-PC	Ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna.		Piletas de salmuera Casa de bombas Cuarto de control Edificios administrativos Equipos y dispositivos pozo 209 Equipos y dispositivos pozo 206 Quemador de gas Equipo y dispositivos pozo 214 Subestación de CFE Casa habitación del poblado de Ixhuatlan del Sureste Casa habitación de la unidad de trabajadores petroleros Casa habitación del poblado de Nanchital	400 metros 380 metros 420 metros 450 metros 480 metros 750 metros 630 metros 680 metros 950 metros 1200 metros 1500 metros 2500 metros	

Tabla 91. Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave y descripción del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
AC-SHALAPA-01-CMP Fuga de LPG en la unión bridada de la línea de 24" que entrega de la caverna a PEMEX LPG ducto.	**Personal**: 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y lesiones por sobrepresión. **Población**: No hay afectación a la población los radios quedan dentro de los límites del predio de la planta de almacenamiento de Gas LP. **Ambiente**: Daños temporales a la fauna que se encuentre en el radio de afectación y posible incendio a la vegetación aledaña que se encuentre dentro del radio de afectación. **Producción/instalación**: Daños a las asiguientes infraestructuras: Patín de medición de PEMEX, Carromatos de contratistas y Cuarto de control, así como pérdidas económicas por la falta de servicio.	• Sistema de paro por emergencia • Red contraincendio • Sistema de monitoreo de las variables de control de proceso (SCD) • Sistemas de monitoreo y actuación fuego y gas • Válvulas relevadoras de presión (PSV) • Plan de emergencia interno. • Programa anual de simulacros. • Plan de emergencias mayores (comité de ayuda mutua) • Programa de mantenimiento eléctrico 2020. • Prorama de mantenimiento de instrumentación 2020. • Programa de mantenimiento mecánico 2020. • Programa anual de simulacros 2020.
AC-SHALAPA-02-CMP Fuga de LPG en la unión bridada en la descarga de la bomba BA-201.	**Personal**: 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y lesiones por sobrepresión.	

Clave y descripción del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
	Población: No hay afectación a la población los radios quedan dentro de los límites del predio de la planta de almacenamiento de Gas LP. **Ambiente**: Daños temporales a la fauna que se encuentre en el radio de afectación y posible incendio a la vegetación aledaña que se encuentre dentro del radio de afectación. **Producción/instalación**: Daños a las siguientes infraestructuras: Patín de medición de PEMEX, carromatos de contratistas y cuarto de control, así como pérdidas económicas por la falta de servicio.	
AC-SHALAPA-03-CMP Fuga de LPG en el área de piletas de salmuera.	**Personal**: 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y lesiones por sobrepresión. **Población**: No hay afectación a la población los radios quedan dentro de los límites del predio de la planta de almacenamiento de Gas LP. **Ambiente**: Daños temporales a la fauna que se encuentre en el radio de afectación y posible incendio a la vegetación aledaña que se encuentre dentro del radio de afectación. **Producción/instalación**: Daños a las siguientes infraestructuras: piletas de salmuera, casa de bombas y cuarto de control, así como pérdidas	

Clave y descripción del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
	económicas por la falta de servicio.	
AC-SHALAPA-04-CMP Fuga de LPG en la cubeta de la trampa de diablos por poro de corrosión.	**Personal**: 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y lesiones por sobrepresión. **Población**: No hay afectación a la población los radios quedan dentro de los límites del predio de la planta de almacenamiento de Gas LP. **Ambiente**: Daños temporales a la fauna que se encuentre en el radio de afectación y posible incendio a la vegetación aledaña que se encuentre dentro del radio de afectación. **Producción/instalación**: Daños a las siguientes infraestructuras: patín de medición de PEMEX, carromatos de contratistas, cuarto de control, piletas de salmuera, casa de bombas y cuarto de control, así como pérdidas económicas por la falta de servicio.	
AC-SHALAPA-05-CA Fuga de LPG en el patín de medición por poro de corrosión	**Personal**: 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y lesiones por	

Clave y descripción del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
	sobrepresión. **Población**: No hay afectación a la población los radios quedan dentro de los límites del predio de la planta de almacenamiento de Gas LP. **Ambiente**: Daños temporales a la fauna que se encuentre en el radio de afectación y posible incendio a la vegetación aledaña que se encuentre dentro del radio de afectación. **Producción/instalación**: Daños a las asiguientes infraestructuras: patín de medición de PEMEX, carromatos de contratistas, cuarto de control, piletas de salmuera, casa de bombas y cuarto de control, así como pérdidas económicas por la falta de servicio.	
AC-SHALAPA-06-PC Ruptura catastrófica de la línea de 16" del patín de medición	**Personal**: 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y lesiones por sobrepresión. **Población**: Trabajadores de la CFE y pobladores del Poblado de Ixhuatlán del Sureste con 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y	

Clave y descripción del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
	lesiones por sobrepresión. **Ambiente**: Daños temporales a la fauna que se encuentre en el radio de afectación y posible incendio a la vegetación aledaña que se encuentre dentro del radio de afectación. **Producción/instalación**: Daños a las asiguientes infraestructuras: patín de medición de PEMEX, carromatos de contratistas, cuarto de control, piletas de salmuera, casa de bombas y cuarto de control, así como pérdidas económicas por la falta de servicio, la subestación de CFE, las casa de habitación de poblados cercanos como lo es Ixhuatlán del Sureste.	
AC-SHALAPA-07-PC Ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna	**Personal**: 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y lesiones por sobrepresión. **Población**: Trabajadores de la CFE y pobladores del Poblado de Ixhuatlán del Sureste, unidad habitacional de trabajadores petroleros y Nanchital con 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y lesiones por	

Clave y descripción del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
	sobrepresión. **Ambiente**: Daños temporales a la fauna que se encuentre en el radio de afectación y posible incendio a la vegetación aledaña que se encuentre dentro del radio de afectación. **Producción/instalación**: Daños a las asiguientes infraestructuras: patín de medición de PEMEX, carromatos de contratistas, cuarto de control, piletas de salmuera, casa de bombas y cuarto de control, así como pérdidas económicas por la falta de servicio, la subestación de CFE, las casa de habitación de tres poblados cercanos como lo es Ixhuatlán del Sureste, unidad habitacional de trabajadores petroleros y nanchital.	

4.5.4. Determinación de medidas de reducción de riesgo adicionales para escenarios de riesgo no tolerables y/o ALARP, (As Low As Reasonably Practicable, Tan Bajo como sea razonablemente factible).

4.5.4.1. Nivel Integral de Seguridad (SIL, por sus siglas en inglés) del proyecto y/o instalación.

La naturaleza de los procesos, sustancias que se manejan y operaciones que se realizan en diferentes instalaciones, implican riesgos de ocurrencia de incidentes industriales; destacando por su magnitud los de explosión e incendio que tengan su origen en fugas de hidrocarburos líquidos o gaseosos, así como aquellos derivados de la presencia de atmósferas contaminadas con productos tóxicos que ponen en riesgo la vida de su personal y que pueden afectar al medio ambiente. Esto ha llevado a la industria Mexicana de Procesos Industriales a modernizar e instalar sistemas con tecnología reciente y probada que permitan monitorear y determinar las condiciones de riesgo, prevenir y alertar situaciones peligrosas y de incendio, aumentar la velocidad de respuesta para el combate del siniestro, accionar los sistemas contraincendio de manera manual, semiautomática o automática desde una posición segura, interactuar con otros sistemas de protección e informar o notificar de esto a los sistemas que controlan los procesos; todo esto con el propósito de salvaguardar los recursos humanos y materiales, evitar y/o disminuir los daños a las instalaciones y zonas a su alrededor y ahorrar en los recursos utilizados para su seguridad y protección del medio ambiente.

Debido a la adopción de los estándares ANSI/ISA-84.00.01-2004 Partes 1,2 y 3 (IEC 61511-1,2 y 3 Mod) para la determinación del SIL (Safety Integrity Level) ó Nivel de Integridad de la Seguridad (NIS) por sus siglas en español, se han introducido nuevos desafíos en estudios de seguridad. Por esto y la necesidad de cumplir con las recomendaciones de las compañías de reaseguro, se han introducido nuevas terminologías y estrategias para cumplir con los requerimientos mínimos de seguridad en las instalaciones pertenecientes al sector de la industria de procesos.

El objetivo principal de los estándares ANSI/ISA y (IEC) mencionados, es proporcionar los requisitos mínimos para la especificación, el diseño, la instalación, la operación y el mantenimiento de un Sistema Instrumentado de Seguridad, al cual se le puede encomendar el colocar y/o mantener el proceso en un estado seguro.

Estos estándares se han desarrollado como una implementación orientada al sector de los procesos del estándar IEC 61508 y se considera una actualización del estándar ANSI/ISA 84.01 1996.

En México debido a las necesidades de mejora continua y en especial a la modernización de instalaciones y equipos en el sector industrial del petróleo, PEMEX emite la Norma de Referencia

NRF-045-PEMEX-2010, denominada "Seguridad Funcional –Sistemas Instrumentados de Seguridad-Para los Procesos del Sector Industrial" que tiene como objetivo presentar los requisitos mínimos y la metodología que se debe cumplir en la contratación de los servicios para la elaboración de estudios para determinar el Nivel de Integridad de la Seguridad de los Sistemas Instrumentados de Seguridad de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Dicha norma se apoya principalmente en los estándares emitidos por la ANSI/ISA y la IEC.

De acuerdo a los estándares ANSI/ISA-84.00.01-2004 Partes 1,2 y 3 (IEC 61511-1,2 y 3 Mod), un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) es un sistema compuesto de sensores, solucionadores lógicos y elementos de control final que tiene el propósito de llevar un proceso a un estado seguro cuando se violan ciertas condiciones predeterminadas. Otros términos comúnmente usados incluyen el Sistema de Paro de Emergencia (ESD-SPE), el Sistema de Paro de Seguridad (SPS) y el Sistema de Interlock de Seguridad.

El parámetro que nos permite saber, de forma simplificada, la probabilidad de que un SIS realice la función para la cual ha sido diseñado, bajo la demanda de llevar el proceso a un estado seguro en un cierto período de tiempo es el llamado Nivel de Integridad de la Seguridad (NIS) o también conocido como SIL (Safety Integrity Level). De acuerdo a los estándares ANSI/ISA (IEC) ántes mencionados, el NIS o SIL es un nivel discreto para la especificación de los requerimientos de integridad de las funciones de seguridad a ser asignadas a Sistemas Instrumentados de Seguridad. Cada nivel discreto se refiere a cierta probabilidad de que un sistema referido a seguridad realice satisfactoriamente las funciones de seguridad requeridas bajo todas las condiciones establecidas en un período de tiempo dado.

4.6.- Sistemas de seguridad y medidas para administrar los escenarios de riesgo.

Se verificará a través de un análisis de capas de protección de diseño, que se cumpla con los criterios de aceptación, nacionales e internacionales en seguridad, respetando la normatividad aplicable vigente. El análisis que se realizará para este sistema en particular, es un análisis de capas de protección modificado (LOP-SIL); el cual es una herramienta que nos permite tener conocimiento e identificados los diferentes riesgos, y la vulnerabilidad con la que nos afectan a través de estudios específicos, con la finalidad de proponer y realizar acciones que mitiguen sus efectos hacia la población, la infraestructura y el entorno.

En este estudio en particular, se realiza un análisis de capas de protección de los escenarios de riesgo clasificados tipo A y/o B encontrados en el análisis de riesgos de proceso del sistema de Almacenamiento Subterráneo de Gas LP en Shalapa Veracrúz, en caso de no existir escenarios A

y/o B directamente relacionados a la operación del sistema, el grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos GMAER, propondrá escenarios con clasificación de riesgo tipo "C" de mayor importancia para el sistema en estudio.

Alcance: El alcance del reporte, es el análisis de capas de protección (LOPA), identificadas en el Hazop y la determinación del Nivel de Integridad de Seguridad (SIL), de las Funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS) que conforman el Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS), preventivo de almacenamiento subterráneo de Gas LP en Shalapa Veracrúz.

Para el análisis de determinación del SIL se consideró lo siguiente:

a) Análisis de Riesgos HAZOP almacenamiento subterráneo de Gas LP en Shalapa (FR48-201-M04-0002_2D), diagramas de tubería e instrumentación DTI´s de la instalación, matríz causa y efecto (FR48-EP-GEN-PR-CFD- 01091_BB_Cause_&_Effect_Chart), matríz causa y efecto unidad de deshidratación (FR48-003-D04-0073), las Norma Internacional ANSI/ISA-84.00.01-2004, la Norma IEC 61508:2010 (Functional Safety of Electrical /Electronic / Programmable Electronic Safety-Related Systems), La IEC 61511:2003 (Functional Safety - Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector), API-14C, y las Normas y documentos de referencia de PEMEX, NRF-045-PEMEX-2010, NRF-204-PEMEX-2012, COMERI 144 Rev. 2, DG- SASIPA-SI-02742 Rev. 3, y Guía Técnica de Confiabilidad 800-16700-DCO- SCM-GT-008.

b) Se aplicó una metodología semi-cuantitativa, en los escenarios analizados, basada en el Análisis de Capas de Protección (LOPA, Layer of Protection Analysis) modificado LOP-SIL. Esta metodología también permite determinar si se requieren o no capas de protección adicionales en los escenarios de alto riesgo (clasificación de riesgo No Tolerable según la jerarquización de riesgos utilizada), reportados previamente por el Análisis Hazop. El análisis LOP-SIL proporcionará una forma sistemática de evaluar las CPI's (Capas de Protección Independientes), que intervienen en un escenario especifico. Esta metodología semi-cuantitativa, como se comentó, está basada en el Análisis de Capas de Protección y fundamentada en la aplicación de las mejores prácticas del American Institute Of Chemical Engineers (AIChe). Además, en el caso, en que la adición de capas de protección independientes CPI´s, no sea suficiente, para alcanzar el riesgo objetivo, se propondrá la implementación de una o más funciones instrumentadas de seguridad FIS, con el respectivo nivel de integridad de seguridad SIL asociado y por consiguiente la implementación de un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) si el estudio lo determinara.

c) Información del sistema relacionado con:

I. El estudio de análisis de riesgos actualizado al momento de la realización del análisis LOP-SIL para la determinación del SIL (se centrará en los escenarios con el nivel de riesgo no tolerable "A", nivel de riesgo ALARP "B" y en caso de no existir A y/o B, el grupo técnico podrá proponer escenarios que considere relevantes clasificados como "C" para aplicar la metodología).

II. Los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's) actualizados, de los escenarios seleccionados.

III. El manual de operación del sistema.

Tabla 92. Diagramas de tubería e instrumentación utilizados

Diagrama	Titulo	Nodos
FR48-GM-GEN- PR-PID-11021	Trampa de diablos e interconexión con gasoducto de 24".	101, 02, 103, 104, 105, 201, 202, 1301.
FR48-GM-GEN- PR-PID-11022	Estación de medición de gas L.P .	201, 202, 1201, 1301.
FR48-GM-GEN- PR-PID-11023	Casa de bombas de inyección de LPG a cavernas.	201, 202, 301, 401, 701, 1201.
FR48-GM-GEN- PR-PID-11024	Entrada LPG a caverna.	301, 401, 801, 901, 1001, 1201.
FR48-GM-GEN- PR-PID-11025	Depósito de salmuera.	801, 901.
FR48-GM-GEN- PR-PID-11026	Estación de control de presión.	401, 501, 1201.
FR48-GM-GEN- PR-PID-11027	Deshidratación de gas L. P.	501, 601, 701, 801, 1201, 1401.
FR48-GM-GEN- PR-PID-11031	Sistema de desfogue y quemador de campo.	1201.
FR48-GM-GEN- PR-PID-11032	Sistema de combustible LPG.	1401.
FR48-GM-GEN- PR-PID-11033	Patín de gas combustible.	701, 1601.
FR48-GM-GEN- PR-PID-11034	Casa de bombas contra incendio	1501.
FR48-GM-GEN- PR-PID-11035	Red de agua contra incendio	1501.
FR48-GM-GEN- PR-PID-11036	Red de agua de servicio	1001,1501.
FR48-GM-GEN- PR-PID-11037	Red de aire.	1701.

Diagrama	Titulo	Nodos
FR48-003-D06-0088 sheet 9	Sección deshidratación	601, 602, 603, 604.
FR48-003-D06-0088 sheet 10	Filtro separador	601, 603, 604.
FR48-003-D06-0088 sheet 11	Sección acumulación de agua	603, 604, 605, 603.1.
FR48-003-D06-0088 sheet 12	Sección de regeneración de calentador de fuego	602, 603, 604, 605.
FR48-GM-GEN-PR- PID-11024	Entrada LPG a caverna	801.
FR48-GM-GEN-PR- PID-11031	Sistema de desfogue y quemador de campo.	1201.
FR48-GM-GEN-PR- PID-11032	Sistema de combustible LPG.	1401.
FR48-GM-GEN-PR- PID-11037	Red de aire.	1701.

4.5.4.2. Breve descripción del Sistema de Almacenamiento Subterráneo de Gas LP en Shalapa.

Recibo: Las instalaciones de recibo de la planta tienen la capacidad de recibir del ducto de PEMEX (400 ton/h de líquido con una densidad de 0,504 kg/l a 15,6°C). El diseño del proceso de recibo de las instalaciones de la planta se basa en estos valores.

Las instalaciones de recibo comprenden, el patín de recibo y el paquete de medición. Las operaciones se realizan mediante el envío del LPG que llega del ducto de 24" de PEMEX al cabezal de succión de las bombas de LPG, sin pasar por el patín de recibo hacia los filtros (que se encuentra aguas arriba de los medidores de flujo tipo coriolis) y la estación de medición bidireccional.

La interconexión y medición del (patín de recibo, patín de salida y la válvula motorizada), son áreas controladas por PEMEX. a través de sistema SCADA, así como las válvulas de by pass de entrada y salida de la planta.

Para el monitoreo y control de las operaciones de la planta y la información de recibo del proceso, se accede vía el DCS, localizado en el cuarto de control, el proceso se monitorea de igual manera mediante el sistema SCADA de PEMEX.

Antes de ser enviado a la unidad de inyección de LPG, la humedad (contenido de agua) y la calidad del producto (propano y la relación de butano) se miden y registran por medio del analizador de punto de rocío de agua y el cromatógrafo, situados en el edificio de interconexión / medición.

Inyección: Antes de la fase de inyección, los operadores deberán comprobar la inyección abriendo

las válvulas y verificando que el sistema está listo y disponible para la inyección de LPG en la caverna. Según los requisitos establecidos, las válvulas principales de inyección están equipadas con finales de carrera, y el operador puede comprobar la posición de éstas en el cuarto de control.

Las principales operaciones de inyección se llevan a cabo de acuerdo con la siguiente secuencia:

La apertura de la unidad de entrada a través de la MOV 200 para enviar LPG al cabezal de succión de GLP y llenar las bombas de LPG. La apertura de las válvulas de salmuera motorizados MOV 503 y 504. Las bombas de LPG arrancan una por una cuando cada válvula MOV esta lista y se selecciona cual arranca. A continuación, la MOV de descarga 202 se abre y el LPG empieza a ser enviado a la caverna.

La velocidad del flujo aumenta hasta la velocidad de flujo nominal, la línea de recirculación de flujo mínimo protege las bombas. La secuencia de arranque normal se detalla a continuación:

El punto de ajuste del flujo está determinado por el operador que aumenta el flujo sin problemas a la caverna. El DCS determina automáticamente el número de bombas necesarias para lograr esta velocidad de flujo. Las bombas se ponen en marcha a través del DCS desde el cuarto de control. Cada bomba se pone en marcha por separado y la puesta en marcha se retrasa ligeramente mediante un "temporizador". La primera bomba se arranca y se ejecuta en modo de recirculación hasta llegar a su punto óptimo de funcionamiento. Cuando la velocidad de flujo alcanzado por la primera bomba sea lo suficientemente alto, la segunda bomba puede entrar en operación.

La filosofía se ejecuta de tal manera que, las otras bombas confirman y arrancan sucesivamente hasta que el flujo enviado a la caverna alcanza la velocidad de flujo normal de operación.

Almacenamiento en la caverna: Durante esta operación la salmuera contenida en la cavidad es empujada progresivamente hacia fuera y sustituida por el LPG inyectado. Una diferencial de presión dentro de la cavidad 206 se deduce de las diferentes etapas del llenado de LPG. Esta presión determina las presiones de descarga de LPG. El nivel de llenado no se mide en la caverna. El tiempo de llenado se deduce de la geometría de la cavidad y la velocidad de flujo medida en la entrada del pozo. En caso de emergencia, el cabezal del pozo está protegido por las válvulas de cierre de emergencia.

Final de la inyección de LPG: Cuando la inyección de flujo se acerca a su límite máximo, el flujo de las bombas de inyección disminuye (por cierre de la válvula de control de descarga y se reduce el número de bombas en funcionamiento) este bombeo se reduce para evitar el riesgo de un mal funcionamiento y de un paro inoportuno. Un paro automático, envía una alarma de bajo flujo, esta

alarma tiene la finalidad de proteger las bombas. El paro de las bombas se puede hacer por el DCS ubicado en el cuarto de control o través del botón de paro de emergencia situado cerca de las bombas.

Tasa de flujo: Las instalaciones de proceso están dimensionados para administrar las velocidades de flujo de entrada variable de acuerdo con la densidad del LPG almacenado y se ajustaron a 400 ton / h de líquido de referencia que tiene una densidad de 0,504 kg / l a 15,6 ° C. Las fluctuaciones en el flujo con el tiempo se pueden gestionar mediante el ajuste del número de equipos (bombas / desgasificadores).

Filosofía de salvaguardas: Se requiere de un sistema de salvaguardas para proteger contra la pérdida incontrolada de contención. La pérdida no controlada de contención se produce cuando las variables de proceso (por lo general la presión y la temperatura) exceden el límite de diseño de tal manera que el equipo de proceso no puede contener los materiales de proceso. Las características intrínsecas como las clases de tuberías son consideradas por el diseño en sí mismo.

Salvaguardas: Estas se consideran como el máximo nivel de protección contra la pérdida incontrolada de contención. Estas salvaguardas son:

- Las válvulas de alivio de presión
- Los discos de ruptura
- Válvulas de expansión térmica

Salvaguardas penúltimas: Estas son generalmente consideradas el penúltimo nivel de protección, contra la pérdida incontrolada de contención. Estas están típicamente asociadas con los paros de proceso que están diseñados para limitar las variables de proceso (flujo, presión, temperatura o nivel) dentro de los rangos de operación segura. Con estas salvaguardas se evita llegar a un estado de emergencia donde se requiere la actuación de salvaguardas finales con el fin de evitar la pérdida no controlada de contención.

Sistemas de mitigación: Estos limitan las consecuencias de una pérdida incontrolada de la contención. Los sistemas de mitigación no ofrecen protección contra la pérdida de contención, pero se utilizan para llevar a la instalación a un estado seguro en caso de emergencia, que limita las consecuencias de una pérdida incontrolada de la contención. Estos por lo general incluyen:

- Sistemas instrumentados de seguridad (SIS) contra la pérdida de contención.
- Válvulas de cierre de emergencia, es decir ESDV (VBE).

- Sistemas de despresurización de emergencia, por ejemplo, purga de válvulas / líneas.
- Motorized Remote Operated válvulas motorizadas operadas remotamente, es decir, MOV, en las líneas de succión de bombas y válvulas de bloqueo, incluso manuales.
- Válvulas de relevo de presión,
- Capacidad para determinar los componentes, por ejemplo, elementos tales como conjuntos de válvulas de control u orificios de restricción que rigen el dimensionamiento del sistema de alivio de aguas abajo.
- Sistema de gas y fuego (F&G) y sistema de protección contra incendio.

4.5.4.3. Desarrollo del análisis de determinación del SIL.

Descripción de la metodología del Análisis de Capas de Protección (LOPA)

En la teoría del LOPA o ACP (Análisis de Capas de Protección), los accidentes ocurren cuando se combina un evento iniciador con la falla de las capas de protección del proceso, siendo la frecuencia de dichos accidentes igual a la frecuencia de los eventos iniciales (los cuales presentan demandas a los sistemas de protección) por la probabilidad de que éstos fallen simultáneamente ante estas demandas. Dependiendo de la gravedad de las consecuencias potenciales del accidente se establece un criterio de aceptabilidad de riesgos con base en una frecuencia máxima aceptable.

Al evaluar semi-cuantitativamente la frecuencia de las demandas y la probabilidad de falla bajo demanda de las capas de protección se puede determinar si las protecciones son suficientes de acuerdo con los criterios establecidos. Si las protecciones para un escenario de riesgo no son suficientes se deben evaluar capas de protección adicionales entre las cuales se puede utilizar un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS), en cuyo caso el método permite determinar fácilmente el SIL requerido.

Las Capas de Protección Independientes son clasificadas como:

a) **PASIVAS**: Una Capa de Protección Independiente no requiere tomar una acción para alcanzar su función en la reducción del riesgo. Por ejemplo, un dique, sistemas de drenaje, diseño inherente de seguridad, etc.

b) **ACTIVAS**: Requiere de un movimiento de un estado a otro en respuesta a un cambio en una propiedad de medición del proceso (ejemplo: Temperatura o Presión) o la señal desde otra fuente (como un botón de accionamiento o un interruptor). Una capa de protección independiente activa generalmente está compuesta de:

i. Un sensor de algún tipo.

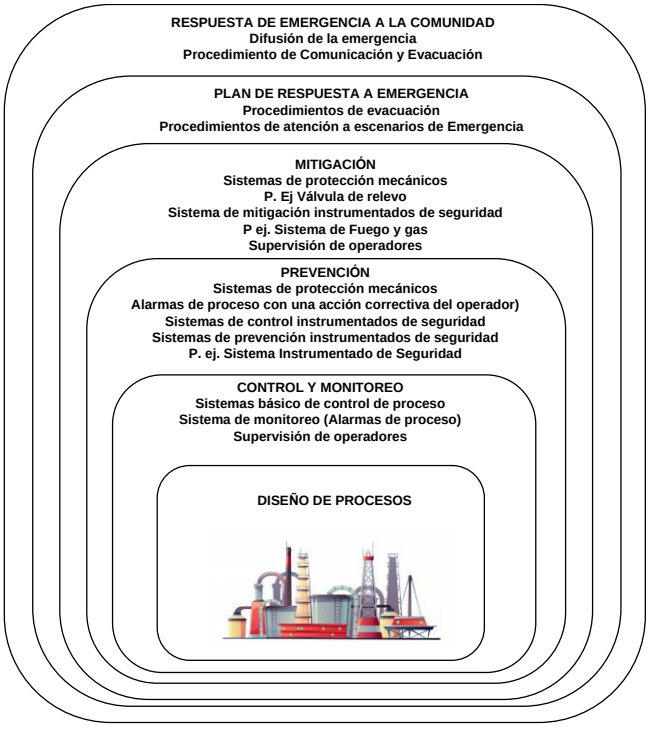
ii. Una decisión - proceso de ejecución (lógico, transmisor, y dispositivo mecánico).

iii. Una acción (automática o mecánica).

c) **HUMANAS**: Involucra la dependencia en operadores u otro personal para tomar acciones para prevenir una consecuencia indeseada, en respuesta a una alarma o después de un chequeo rutinario del sistema.

Dicha clasificación tiene el propósito de considerar cómo actúan y cuán eficaces son las CPI's en reducir la frecuencia o la(s) consecuencia(s) de un evento inicial.

Ilustración 94. Análisis de Capas de Protección (LOPA)



Fuente: IEC 61511-3. Guía para determinar el nivel de riesgo requerido. 2003. p.10

4.5.4.4. Definición de los criterios de aceptabilidad de riesgos.

De acuerdo con el lineamiento para la determinación del nivel de riesgo tolerable (23) sobre criterios de aceptabilidad de riesgos en instalaciones industriales, se pueden obtener 3 zonas en un diagrama frecuencia – gravedad:

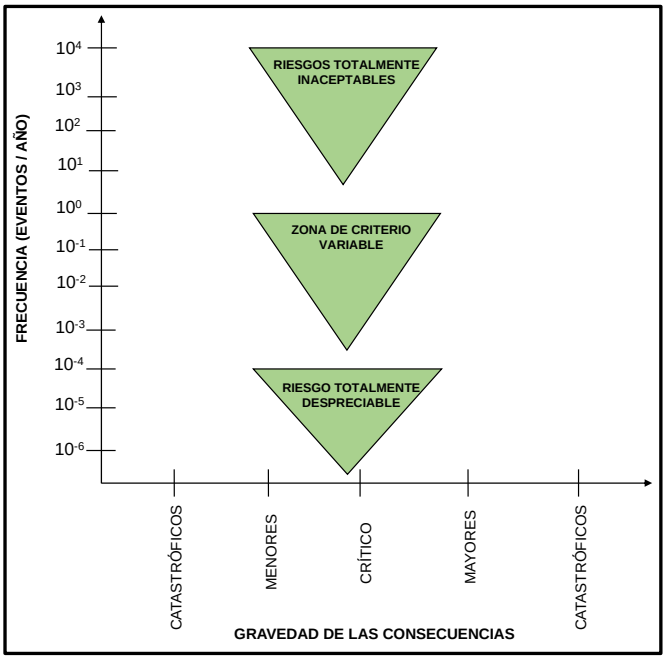
a) Riesgo No Tolerable: Es una zona en la que es necesaria la recomendación de la

implementación de medidas preventivas, de seguridad y mitigación de riesgos para disminuir la frecuencia o la consecuencia que pueden generar los accidentes. Los accidentes individuales requieren de análisis más detallados y de recursos adicionales para la reducción de riesgo.

b) Riesgo Tolerable: Es una zona en la que el riesgo es mínimo, por lo que remotamente es posible que se presente.

c) Zona de criterio ALARP: La zona "ALARP" (As Low As Reasonably Practicable: Tan bajo como razonablemente sea práctico), es la zona de riesgo definida donde los eventos incluidos se deberán estudiar a detalle (costo-beneficio) para hacer una decisión si se reduce su riesgo por medio de la implementación de sus recomendaciones o se deja tal cual.

Ilustración 95. Criterios de Aceptabilidad de Riesgos



Con base en el lineamiento definido[1], así como por la figura anterior, los criterios a utilizar para definir la frecuencia objetivo o frecuencia de riesgo tolerable, se muestran en la siguiente tabla:

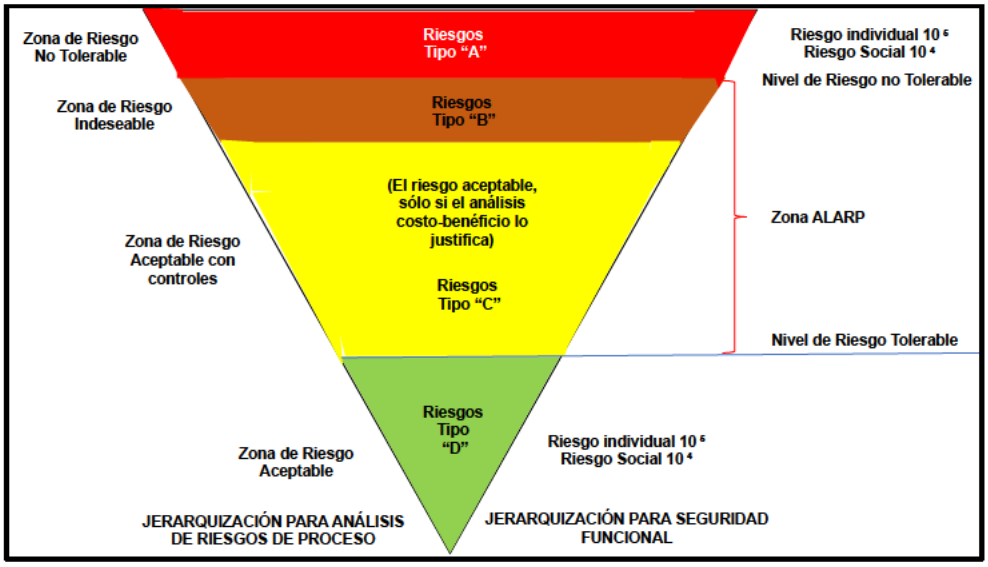
Tabla 93. Guías de Riesgo Tolerable.

[1] Guía Técnica de Confiabilidad Operacional Para la Mejor Práctica: Funciones Protectoras Instrumentadas 800-16700-DCO-SCM-GT-008

Riesgo individual para fatalidades	Frecuencias por año	
	Trabajadores	Terceros
Intolerable	$>10^{-3}$	$>10^{-4}$
Tolerable	10^{-3} a 10^{-5}	$<10^{-4}$
Ampliamente aceptable	$<10^{-3}$	

Fuente: Guía Técnica de Confiabilidad Operacional Para la Mejor Práctica: Funciones Protectoras Instrumentadas 800-16700-DCO-SCM-GT-008, Pág 15.

Ilustración 96. Aceptación del Riesgo / ALARP



Fuente: Guía De Seguridad Funcional 300-90000-DG-ASP-02742 pág. 47

4.5.4.5. Identificación de los eventos peligrosos y evaluación de su frecuencia y gravedad.

La base para la identificación de los eventos peligrosos se realiza en función de alguna técnica de análisis de riesgos cuantitativa o semi-cuantitativa (como lo es el análisis HazOp); de ella se seleccionarán los escenarios de mayor riesgo potencial, el cual es evaluado mediante una matriz de riesgos, en función de la frecuencia de ocurrencia de la causa que le da origen y la gravedad de las consecuencias originadas por el evento.

Con la información disponible en las consecuencias señaladas en el estudio de riesgo, se debe categorizar la gravedad de las consecuencias para poder asignar una frecuencia umbral al escenario estudiado.

Los criterios que se utilizarán para calificar de forma adecuada la frecuencia de ocurrencia del evento así como gravedad de las consecuencias de un escenario de riesgo[2], se muestran a continuación en las tablas.

Tabla 94. Estimación de la frecuencia de ocurrencia de los eventos

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 pos ble 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

Tabla 95. Guía para evaluar la gravedad de las consecuencias de un escenario de riesgo

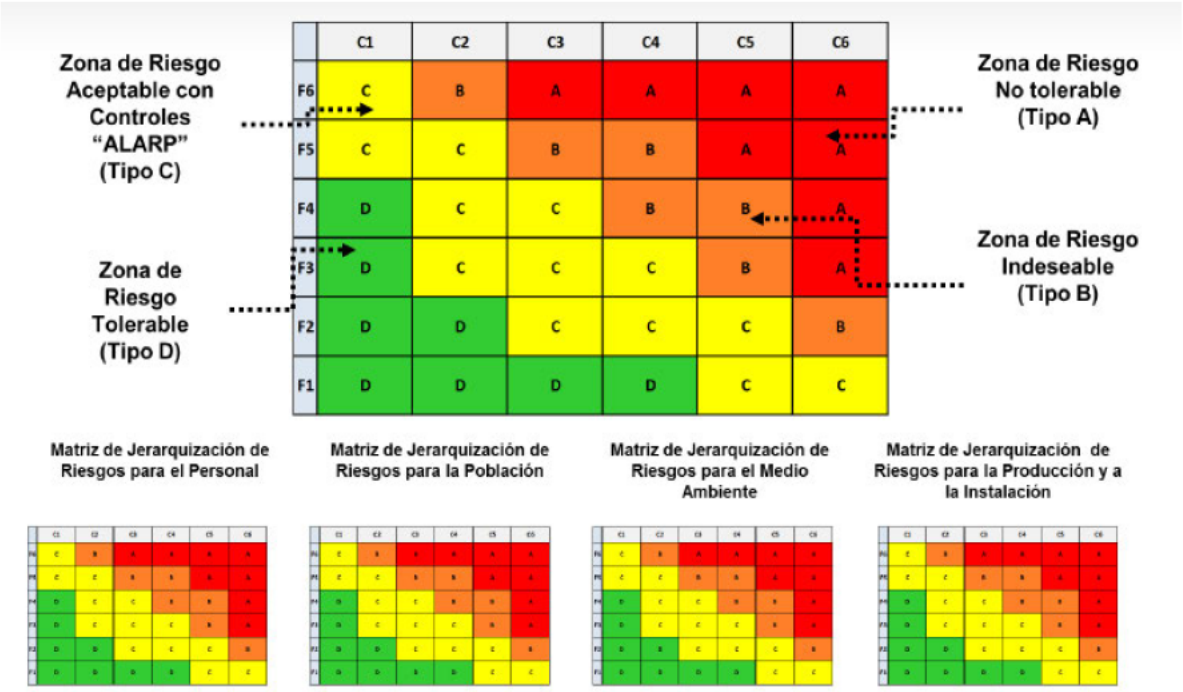
Categoria	Daños al personal	Efectos en la población	Impacto ambiental	Pérdida de producción (USD)	Daños a las instalaciones (USD)
6 (Catastrófico)	Lesiones o daños físicos que pueden generar más de 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que pueden generar más de 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o 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	Lesiones o daños físicos mayores que generen de una a 5 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control	>5'000,000 a 50'000,000	>5'000,000 a 50'000,000

[2] Guía de Seguridad Funcional 300-90000-DG-ASP-02742 PEMEX Refinación.

Categoria	Daños al personal	Efectos en la población	Impacto ambiental	Pérdida de producción (USD)	Daños a las instalaciones (USD)
	incapacidad permanente o una fatalidad.	Evento que requiere de hospitalización	implica acciones en hasta 24 horas.		
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 pos bilidad de lesiones o daños físicos.	Se presentan fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora.	>500,000 a 5'000,000	>500,000 a 5'000,000
2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren primeros auxilios y/o atención médica.	Ruidos, olores e impacto visual que se pueden detectar fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía con pos bilidades de evacuación.	Fugas y/o derrames solamente perceptibles al interior de la instalación, el control es inmediato.	>50,000 a 500,000	>50,000 a 500,000
1 (Despreciable)	No se esperan lesiones o daños físicos.	No se esperan impactos, lesiones o daños físicos	No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arriba de los límites establecidos.	<50,000	<50,000

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.

Ilustración 97. Matriz de jerarquización de Riesgo de Proceso



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

Tabla 96. 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.

Para la selección de los escenarios y eventos iniciales de riesgo, para realizar la determinación del SIL, se siguieron los siguientes criterios en el orden que se muestran a continuación:

a) En una primera etapa de selección, de los escenarios totales resultantes del Análisis de Riesgos, se tomarán solamente aquellos que tengan un nivel de riesgo tipo NO TOLERABLE, de acuerdo con la clasificación del nivel de riesgo usado en el análisis.

b) En una segunda etapa de selección, de los escenarios obtenidos de la etapa anterior, se eliminarán aquellos eventos iniciales que no tengan una relación directa con las consecuencias más catastróficas.

c) En una tercera etapa de selección, de los eventos iniciales resultantes de la etapa anterior se procede a otra selección en donde se escogerían aquellos que tuvieran el mayor nivel de frecuencia de acuerdo con la guía para evaluar la frecuencia del evento inicial.

4.5.4.6. Identificación de los eventos iniciales.

Los eventos iniciales de un escenario están señalados en las causas de un escenario en el análisis de riesgos. La determinación de la frecuencia del evento inicial para la determinación del SIL se realizó a partir de la frecuencia cualitativa dada por los participantes en el análisis de riesgos, en función de los valores dados en la matriz de evaluación de riesgos. Este dato se cotejó con los rangos presentados en la literatura concerniente como medio de validación. Una buena fuente de información para validar los valores dados son los datos de confiabilidad de equipos de proceso publicados en los libros de la bibliografía[3] y algunos valores que se pueden encontrar en la referencias de base de datos[4], [5].

Lo recomendable es que los datos que se tomen para calificar la frecuencia de los eventos iniciales sean generados por la propia instalación para tener una mayor certeza en la obtención de resultados de determinación del SIL.

4.5.4.7. Identificación de Capas de Protección Independientes (CPI)

Las Capas de Protección Independientes (CPI) son dispositivos, sistemas o acciones capaces de prevenir el que un escenario continúe hacia consecuencias indeseables independientemente del evento inicial y de la acción o falla (sin ser fallas de causa común) de cualquier otra capa de protección asociada con el escenario.

En este punto es recomendable tener en cuenta la distinción entre una CPI y una protección o salvaguarda como las que se listan en un Análisis de Riesgos (HazOp, por ejemplo), ya que una protección o salvaguarda es cualquier dispositivo, sistema o acción que probablemente interrumpiría

[3] Center for Chemical Process Safety (CCPS), American Institute of Chemical Engineers (AIChE). 1989 "Guidelines for Process Equipment Reliability Data with Data Tables". New York.

[4] Base de datos de confiabilidad costa fuera (OREDA), SINTEF, 2002. (Offshore Reliability Data Handbook (OREDA), SINTEF Industrial Management, 2002).

[5] Center for Chemical Process Safety (CCPS), American Institute of Chemical Engineers (AIChE). 2001 "Layers of Protection Analysis (LOPA): Simplified Process Risk Assessment". New York

la cadena de eventos que siguen a un evento iniciador. Sin embargo, la eficacia de algunas protecciones o salvaguardas no puede ser cuantificada debido a la carencia de datos, a la incertidumbre en cuanto a su independencia o eficacia, o a otros factores.

La eficacia de una capa de protección Independiente es cuantificada en términos de Probabilidad de Falla bajo Demanda (PFD), la cual es definida como la probabilidad que un sistema falle (en este caso la capa de protección independiente) en el desarrollo de una función específica en demanda. La PFD es un número de dimensión pequeño comprendido entre 0 y 1. Cuanto más pequeño es el valor de la PFD, más grande es la reducción en la frecuencia de la consecuencia para una frecuencia dada del evento iniciador. La reducción en la frecuencia alcanzada por un CPI también es conocida como "factor de reducción del riesgo".

De acuerdo con lo anterior una CPI debe de cumplir con un conjunto de condiciones para ser consideradas como tales:

a) Estar diseñada para un evento específico.

b) Ser independiente del evento inicial y de los componentes de cualquier otra CPI demandada para el mismo escenario otras capas de protección.

c) Ser efectiva, en la prevención de la consecuencia cuando funciona según lo diseñado, PFD ≤0.1.

d) Ser auditable, la eficacia asumida en términos de la prevención de la consecuencia y de la PFD debe ser capaz de validarse de alguna manera (por la documentación, la revisión, pruebas, etc.).

De acuerdo con los criterios planteados para determinar si una protección o salvaguarda es una CPI, a continuación, se indican que protecciones o salvaguardas no se consideran de inicio como CPI's:

a) Entrenamiento y certificación.

b) Procedimientos y programas.

c) Inspección y pruebas normales.

d) Mantenimiento.

e) Comunicaciones.

f) Señalizaciones.

g) Protección contra incendio.

Sólo se considerarán para el siguiente estudio como capas de protección independientes:

a) Alarmas con intervención humana.

b) Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS).

c) Sistemas de relevo.

d) Sistemas de contención.

e) Funciones de seguridad dentro del sistema de control básico de proceso, que no sean parte del evento iniciador.

4.5.4.8. Evaluación de la Efectividad de las CPI's.

El valor de confiabilidad y de PFD de cada capa identificada será mostrado de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 97. Calificación de la confiabilidad de las CPI's

Confiabilidad	Probabilidad de falla bajo Demanda (PFD)	SIL equivalente	Ejemplos típicos
0%	1	NA	Sin salvaguardas o salvaguardas no diseñadas para el escenario analizado. Operación compleja y con muy poco tiempo para responder.
90%	$1.00 * 10^{-1}$	NA	Operación simple, respuesta con tiempo adecuado (confiabilidad normal del ser humano).
90%	$1.00 * 10^{-1}$	1	Lazo de control automático sencillo con pruebas funcionales periódicas.
99%	$1.00 * 10^{-2}$	2	Protección pasiva (válvula de relevo ó dique de contención) o una combinación de protecciones con calificaciones 1 y 2 (en ciertas ocasiones).
99.9%	$1.00 * 10^{-3}$	3	Dos lazos de control automáticos sencillos independientes en el mismo equipo o sección con pruebas funcionales periódicas (en ciertas condiciones.

La reducción de la confiabilidad de las capas de protección se puede deber típicamente a cualquiera de los siguientes factores:

a) **Diseño inadecuado:** Esto ocurre cuando en los sistemas de seguridad se subestiman los escenarios potenciales de riesgos (o no se consideran en el peor caso), o bien, cuando se diseña la planta considerando sólo operabilidad y dejando a un lado los aspectos de seguridad por desconocimiento, falta de tiempo y otras causas.

b) **La construcción no se realizó conforme al diseño establecido en la ingeniería básica:** Esto ocurre cuando se utilizan elementos y materiales de construcción de menor calidad, se sustituyen o eliminan sistemas de seguridad e instrumentación, etc.

c) **Mantenimiento menor al adecuado:** No se da mantenimiento preventivo con la frecuencia adecuada, no hay programas de mantenimiento predictivo, no hay refaccionamiento adecuado, el personal no está adecuadamente capacitado en el mantenimiento de algún equipo (equipos de alta tecnología), errores al instalar un equipo después de darle mantenimiento, etc.

d) **Inspección deficiente y falta de pruebas** de los equipos de seguridad.

e) **Falta de capacitación** para operación de sistemas de seguridad (en especial cuando éstos incluyen componentes de alta tecnología).

f) **Inhabilitación sistemática** de las capas de seguridad por problemas operativos.

g) **Cambios en los procesos** (condiciones de operación, materias primas, especificaciones de los productos) fuera de los limites de flexibilidad de la planta, sin realizar los estudios pertinentes para asegurar una operación estable y segura.

4.5.4.9. Propuesta del diseño conceptual del SIS, en caso de requerirse.

La propuesta del diseño conceptual del SIS será de acuerdo con los requerimientos surgidos del análisis del escenario de riesgo en el que haya resultado la necesidad de un SIS y bajo las especificaciones de los estándares ANSI/ISA-84.00.01-2004 Partes 1,2 y 3 (IEC 61511-1,2 y 3 Mod) y la norma NRF-045- PEMEX-2010.

4.5.4.10. Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) y Sistema de Control Básico de Proceso (SCBP).

4.5.4.10.1. Sistema de Control Básico de Proceso.

Es el primer nivel de protección durante la operación normal de un proceso. El SCBP está diseñado para mantener el proceso en una región de operación segura. La operación normal de un loop de control de los SCBP puede ser acreditado como una CPI si esta reúne los requerimientos apropiados.

En contraparte, la falla del SCBP puede considerarse como una causa o evento inicial de un escenario de riesgo.

El SCBP puede estar formado por combinaciones de loop's simples de controladores neumáticos, loop's simples de controladores eléctricos, Controladores Lógicos Programables (PLC's) y Sistemas de Control Distribuido (SCD). Ejemplos de funciones de control incluidos en SCBP son controles en cascada, paro/arranque de bombas, etc.

4.5.4.10.2. Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS).

Un SIS es una combinación de sensores, controladores lógicos, y elementos finales de control con un Nivel de Integridad de Seguridad (SIL) específico, que al detectar situaciones irregulares en el proceso, tienen la función de llevar al proceso a condiciones seguras, pudiendo incluso detener la operación de dicho proceso o activar sistemas automáticos de protección y mitigación. Un SIS censa las condiciones de peligro y toma acciones para mover el proceso a un estado seguro, previniendo la ocurrencia de un accidente no deseado.

a) Un SIS es el conjunto de una o más Funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS), algunas veces llamadas interlock de seguridad ó alarmas críticas de seguridad. Estas funciones instrumentadas de seguridad agrupadas como un SIS, son también conocidas como el sistema de paro de emergencia.

b) Un SIS es funcionalmente independiente del SCBP.

c) Los dispositivos de medición, procesadores lógicos y elementos finales de control usados para una FIS son aislados de los dispositivos similares en el SCBP, excepto donde las señales pueden ser compartidas en sacrificio de la probabilidad de falla en demanda (PFD) de la Función Instrumentada de Seguridad (FIS).

Cada una de las Funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS) del SIS tendrá su propio valor de PFD basada en:

a) El número y tipo de sensores, controladores lógicos, y elementos finales de control.

b) El intervalo de tiempo entre pruebas funcionales periódicas de los componentes del sistema.

El rendimiento de reducción al riesgo de una Función Instrumentada de Seguridad está definido en términos de su PFDavg. Esta se clasifica en categorías llamadas Niveles Integrales de la Seguridad (NIS, o SIL por sus siglas en inglés):

a) **SIL1** $1x10^{-2} \leq PFDavg < 1x10^{-1}$ Estas funciones instrumentadas de seguridad son

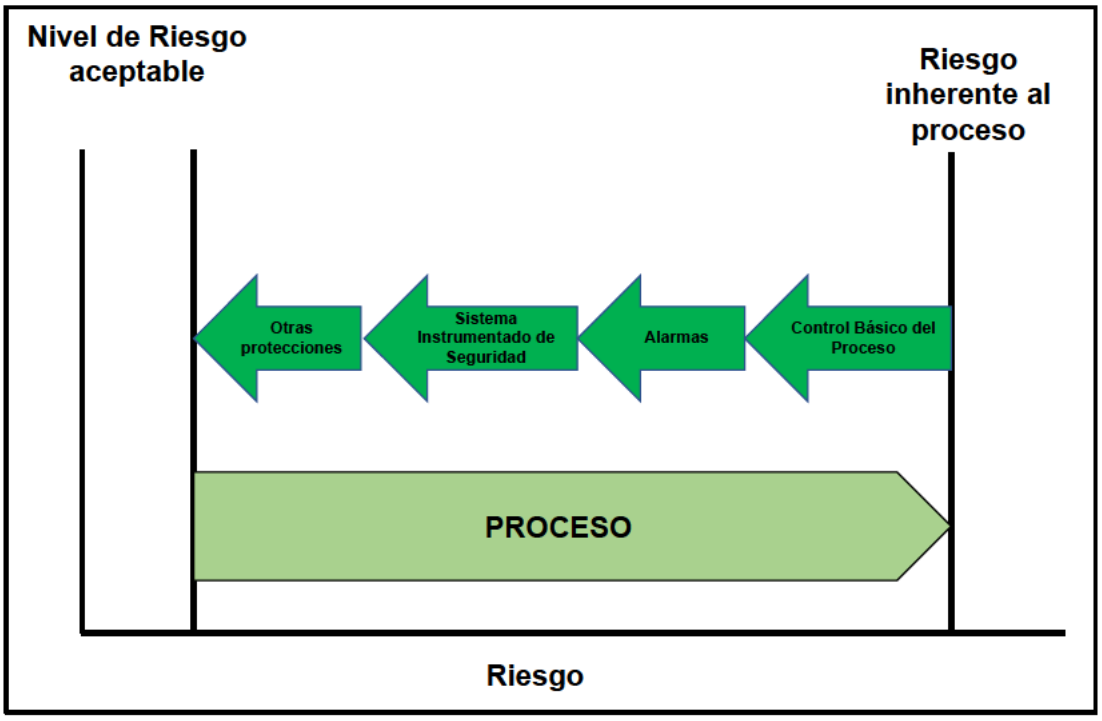
normalmente implementadas con un sensor simple, controlador lógico, y un elemento final de control.

b) **SIL2** $1x10^{-3} \leq PFDavg < 1x10^{-2}$ Estas funciones instrumentadas de seguridad son normalmente redundancias completas del sensor a través del controlador lógico y el elemento final de control.

c) **SIL3** $1x10^{-4} \leq PFDavg < 1x10^{-3}$ Estas funciones instrumentadas de seguridad son normalmente redundancias completas del sensor a través del controlador lógico y el elemento final de control. Esto requiere de cuidados de diseño y frecuente corrección de pruebas para alcanzar valores bajos de PFDavg. Muchas compañías tienen un número limitado de SIL 3 debido a los altos costos asociados con la arquitectura.

En la ilustración siguiente se muestra un esquema de reducción de riesgo con el que cuenta una instalación para disminuir su riesgo inherente a sus operaciones.

Ilustración 98. Método de reducción de riesgo usado en las plantas de proceso (caps de protección)

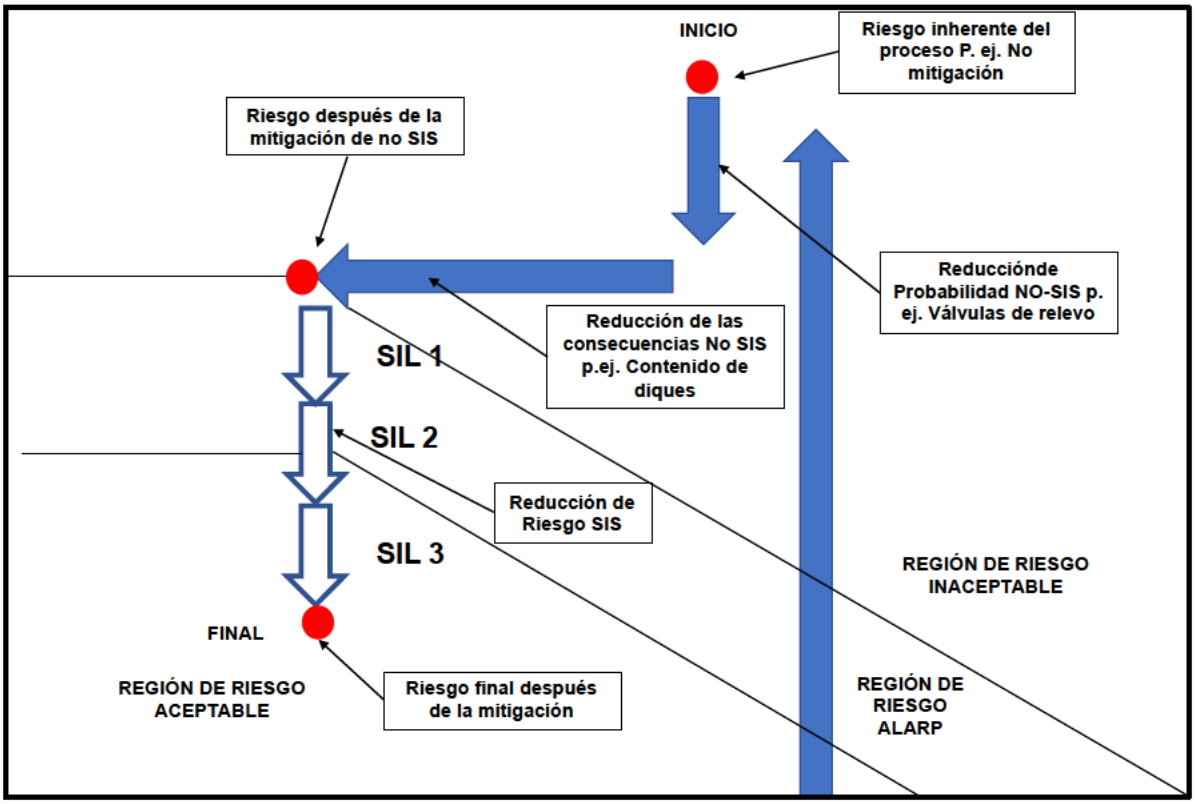


En el proceso de reducción de riesgo que se ilustra en la figura siguiente, antes de seleccionar un SIL, se deberá evaluar el riesgo inherente del proceso. El punto de inicio para la selección de un SIL o línea base de riesgo, es el nivel de riesgo que existe después de considerar todas las medidas de

mitigación No- SIS (por ejemplo, válvulas de relevo ó diques). Una vez que la línea base de riesgo es determinada, se puede emplear un SIS para disminuir el riesgo reduciendo así la probabilidad de un accidente.

Cada nivel adicional del SIL, por definición, reduce la probabilidad de daño en orden de magnitud (Marzal, 2002).

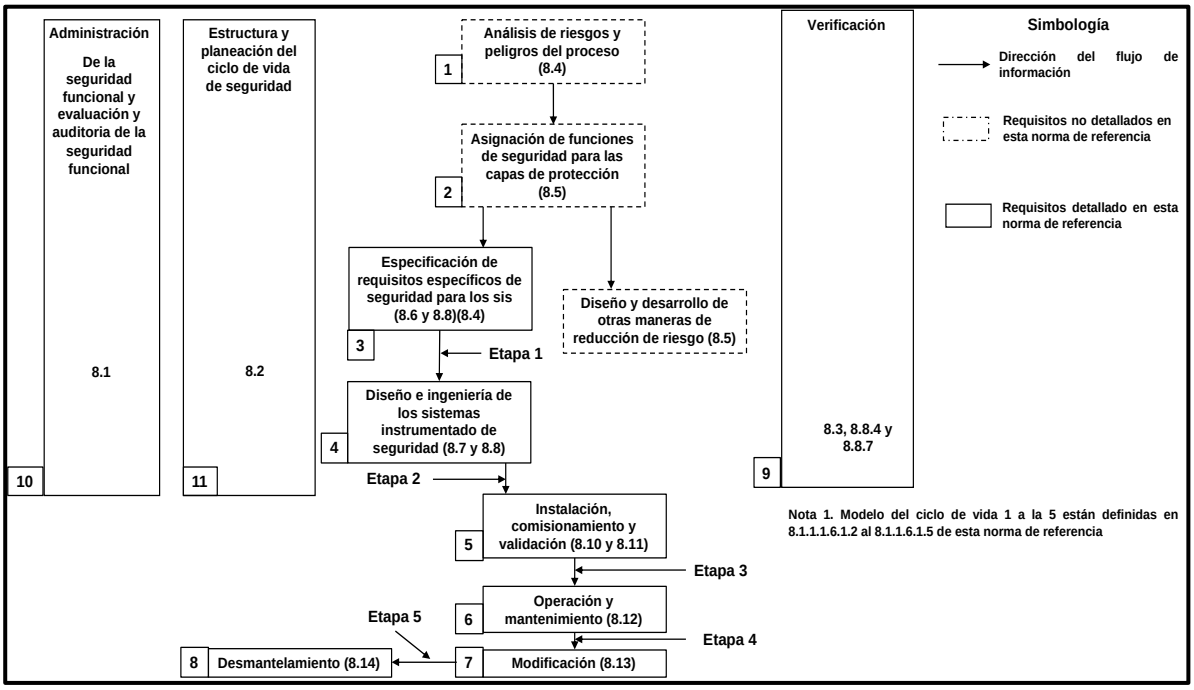
Ilustración 99. Progreso en el Desarrollo de Seguridad de Proceso



Fuente: Courtesy Process Safety Progress, American Institute of Chemical Engineers, © 1999 AIChE

En los estándares ANSI/ISA-84.00.01-2004 Partes 1,2 y 3 (IEC 61511-1,2 y 3 Mod), así como la Norma de Referencia NRF-045-PEMEX-2010, se definen los pasos que conforman el Ciclo de Vida de Seguridad, mismos que se muestran en la Figura 6.3. El ciclo de vida de seguridad es la secuencia de actividades involucradas en la implantación de sistemas instrumentados de seguridad desde el diseño conceptual hasta el desmantelamiento del mismo.

Ilustración 100. Modelo del ciclo de vida de seguridad del SIS (ANSI/ISA-84.00.01-2004 Part1, IEC 61511-1 Mod)



Para el estándar ANSI/ ISA-84.00.01-2004Part 1 (IEC 61511-1 Mod), las dos primeras etapas del ciclo de vida de seguridad se encuentran fuera de su alcance, estas etapas son:

a) Evaluación de los peligros y riesgos

b) Asignación de funciones de seguridad como capas de protección

Los resultados de estas etapas son los datos de entrada al desarrollo del SIS, por lo que, la eficacia y eficiencia en la aplicación en las 2 etapas antes mencionadas dependerá de la confiabilidad y exactitud del Sistema a desarrollar.

Como se muestra en la figura anterior, para llevar a cabo el diseño del SIS es necesario determinar el Nivel de Integridad de Seguridad (SIL).

4.5.4.11. Independencia entre el SIS y el SCBP.

La separación del Sistema de Control Básico de Proceso (SCBP) y las funciones del Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) reducen la probabilidad de que el control y las funciones de seguridad no estén disponibles al mismo tiempo, ya que cambios inadvertidos afectarían la funcionalidad de seguridad del SIS, por lo que debe existir una separación total entre estos dos sistemas. En casos donde no sea posible separar dichos sistemas en un proceso o equipo especifico, se debe fundamentar y demostrar que no se compromete la integridad de las funciones de seguridad.

La separación Idéntica, debe constar de dos o más unidades o componentes idénticos e independientes entre sí. La separación diversa debe constar de dos o más unidades o componentes diferentes (con diferente tecnología, configuración, entre otros factores) e independientes entre sí, además este tipo de separación reduce la probabilidad de fallas sistemáticas y las fallas de causa común.

La separación debe considerarse y evaluarse para cumplir con la funcionalidad de seguridad y los requisitos de integridad en las siguientes áreas:

a) Sensores de campo. Para SIL 1 y SIL 2, es necesaria la separación idéntica entre el Sistema de Control Básico de Proceso (SCBP) y el SIS para alcanzar la integridad de seguridad requerida. Para SIL 3, la separación puede ser idéntica o diversa entre el Sistema de Control Básico de Proceso (SCBP) y el SIS para cumplir con la integridad de seguridad requerida.

b) Válvulas de cierre y control. Para SIL 1, puede usarse una sola válvula para ambos sistemas (SCBP y SIS), con la condición de que la tasa de falla cumpla los requisitos de integridad de seguridad. El diseño debe asegurar que las acciones del SIS prevalezcan sobre las acciones del SCBP. Para SIL 2, se requiere la separación idéntica entre SCBP y SIS, para cumplir el nivel de integridad de seguridad requerida. El uso de una sola válvula para SCBP y SIS requiere un análisis y revisión de seguridad, ya que de lo contrario puede no cumplirse la integridad de seguridad requerida. Para SIL 3, la separación debe ser idéntica o diversa entre el SCBP y SIS para alcanzar la integridad de seguridad requerida.

c) Procesador lógico. Para SIL 1, la separación entre el Sistema de Control Básico de Proceso (SCBP) y SIS debe ser idéntica o diversa para lograr la integridad de seguridad requerida. Para SIL 2, se requiere separación diversa entre el Sistema de Control Básico de Proceso SCBP y el SIS para cumplir con la integridad de seguridad requerida. Para SIL 3, debe existir una separación diversa entre el Sistema de Control Básico de Proceso (SCBP) y el SIS para cumplir con la integridad de seguridad requerida.

Existen casos especiales dónde no es posible separar el Sistema de Control Básico de Proceso (SCBP) del SIS. Algunas consideraciones mínimas para estos casos especiales son:

a) Evaluación de las fallas de los componentes comunes y programas de cómputo (software) y su impacto en el desempeño del SIS.

b) El ciclo de vida debe soportar al sistema completo como un SIS con respecto a los cambios, mantenimiento, pruebas, y documentación.

c) Limitar el acceso a la programación o la configuración de las funciones del sistema.

4.5.4.12. Nivel de Integridad de Seguridad (SIL).

El Nivel de Integridad de Seguridad (SIL) para la ANSI/ISA-84.00.01-2004 Partes 1,2 y 3 (IEC 61511-1,2 y 3 Mod) se define en términos de la Probabilidad de Falla en Demanda promedio (PFDavg) para una Función Instrumentada de Seguridad (FIS) en particular, en tres categorías y por la IEC-61508-2010 contempla hasta cuatro categorías. Específicamente, el SIL es un nivel discreto para la especificación de los requerimientos de integridad de las funciones de seguridad a ser asignadas a sistemas instrumentados de seguridad. Cada nivel discreto se refiere a cierta probabilidad de que un sistema referido a seguridad realice satisfactoriamente las funciones de seguridad requeridas bajo todas las condiciones establecidas en un periodo de tiempo dado.

En la tabla siguiente se muestran los rangos de PFDavg y los rangos de disponibilidad de seguridad asociado que corresponden a cada SIL.

Tabla 98. Niveles de Integridad de Seguridad (SIL)

Nivel de Integridad de Seguridad (SIL)	1	2	3
Requerimientos de Desempeño del SIS			
	Rango de Disponibilidad de Seguridad		
	90% a 99%	99% a 99.9%	99.9% a 99.99%
	Rangos de probabilidad de Falla en Demanda (PFD_{avg})		
	10^{-1} a 10^{-2}	10^{-2} a 10^{-3}	10^{-3} a 10^{-4}

Fuente: ANSI/ISA 84.00.01-2004

En el caso en que sea necesario hacer una especificación para un equipo el cual deba cumplir con los requerimientos mínimos de seguridad son necesarias las siguientes dos especificaciones:

a) Especificación de la función a realizar por el equipo (qué hace?) y,

b) La especificación de confiabilidad de esa función en el equipo (qué tan bien lo hace?).

El Nivel de Integridad de Seguridad (SIL) se enfoca directamente a la segunda especificación, demostrando la probabilidad mínima en valores de confiabilidad de que el equipo hará lo que está diseñado hacer cuando es requerido hacerlo y con éxito.

Así mismo, es importante mencionar que el nivel de integridad de seguridad está relacionado con la tolerancia de falla mínima de un sub-sistema- herramienta muy útil para diseñar la arquitectura del SIS.

Es una buena práctica organizar los dispositivos de un sistema instrumentado de seguridad en modo de **"Disparo des-energizado"**, la tolerancia de la falla de un dispositivo y sistema cuando es modo de "disparo energizado" es como lo muestra la tabla siguiente.

Tabla 99. Falla mínima tolerable de sub-sistemas -herramientas útil para diseñar la arquitectura de un SIS

Niveles de Integridad de Seguridad (SIL)	Subsistemas que comprenden dispositivos complejos, incluyendo microprocesadores. *Sensores como transmisores inteligentes *Elementos de Actuación final como válvulas inteligentes	Subsistemas que comprenden dispositivos complejos, incluyendo microprocesadores. *Resolvedor lógico programable como son PLC's		
		SFF<60%	SFF 60% A 90%	SFF>90%
SIL 1	0	1	0	0
SIL 2	1	2	1	0
SIL 3	2	3	2	1
SIL 4	Requerimientos Especiales ver IEC 61508			

Fuente: tablas 5 y 6 de IEC 61511-1

Para la IEC, en la Industria química el SIL 4 no es recomendable, ya que implica una gran inversión económica en los SIS y existen otras capas de protección que pueden ayudar a mitigar el riesgo a un nivel tolerable. Ante esta situación se requiere un rediseño del sistema. El SIL 4 usualmente es utilizado en industrias nucleares.

4.5.4.13. Función Instrumentada de Seguridad (FIS)

De acuerdo con la terminología de la ANSI/ISA-84.00.01-2004 Partes 1,2 y 3 (IEC 61511-1,2 y 3 Mod), la Función Instrumentada de Seguridad (FIS) se define como una acción automatizada para proporcionar seguridad a un proceso cuando se presenta un peligro potencial. Se debe identificar clara y precisamente que debe hacer la FIS antes de establecer con que confiabilidad lo debe de hacer. Un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) está formado de sensores, resolvedores (procesadores) lógicos y actuadores que ejecutan una o más Funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS's) que son implementadas para un propósito común, el cual es proteger el equipo o proceso llevándolo

a una condición segura. El FIS regularmente se refiere al equipo que lleva un conjunto de acciones en respuesta a un solo peligro, además como un conjunto particular de acciones mismas. El ejemplo más claro sería:

"FIS: un bajo flujo de carga al calentador y una alta temperatura a la salida del mismo, manda a disparar el calentador."

La lógica para todas las funciones de seguridad está desarrollada en un Controlador Lógico Programable (PLC) de seguridad. Este PLC puede combinar todas las FIS asociadas a un equipo para constituir un SIS. Se pueden implementar una o más FIS en un SIS.

El SIL pertenece a la Función Instrumentada de Seguridad específica, no al Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS). Cuando un número de equipos es común a múltiples FIS, deberá ser diseñado para conocer los más altos requerimientos de SIL de las FIS.

4.5.4.14. Especificación de los requerimientos de seguridad.

a) Descripción de todas las FIS necesarias para alcanzar la seguridad funcional requerida requerimientos para identificar y tener en cuenta la falla de causa común

b) Definición de estado seguro del proceso para cada FIS

c) Intervalos de prueba

d) Tiempo de respuesta del SIS para llevar el proceso a estado seguro

e) SIL y modo de operación (demanda/continuo) de cada FIS

f) Descripción de las variables y puntos de disparo

4.5.4.15. Metodología semi-cuantitaiva para determinar el nivel de integridad de la seguridad de las FIS del sistema de almacenamiento subterráneo de Gas LP en Shalapa.

Con base a los estándares ANSI/ISA-84.00.01-2004 Partes 1,2 y 3 (IEC 61511-1,2 y 3 Mod), IEC 61508-2010, así como una amplia revisión de la información existente referente al Nivel de Integridad de la Seguridad (SIL) y la Norma de Referencia NRF- 045-PEMEX-2010, personal especialista de ASSE y Bureau Veritas Mexicana, utilizó la siguiente metodología para determinación del SIL del sistema de almacenamiento subterráneo de Gas LP en Shalapa.

El Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) puede tener dentro de su lógica de actuación una o más funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS) y estas FIS deberán cumplir con un Nivel de Integridad de Seguridad (SIL). **NOTA: para el sistema de almacenamiento subterráneo de Gas LP en Shalapa se identificó un Sistema Instrumentado de Seguridad, que tiene por objetivo, llevar a un paro seguro el proceso de almacenamiento de Gas LP. Los siguientes puntos describen más a detalle el objetivo del mencionado SIS:**

- La protección del personal.
- La prevención y / o minimización de la contaminación del medio ambiente.
- La protección de la unidad y equipo.
- La prevención de pérdidas de inventario de hidrocarburos.

Por lo tanto, el sistema detectará cualquier situación anormal en el proceso y llevar a la instalación a un estado seguro de una manera controlada. También llevara a la instalación a un estado seguro en caso de detección confirmada de incendio o peligro de gas por el sistema de gas y fuego.

Estos objetivos se logran mediante las salvaguardas del sistema que de manera automática tras la confirmación manual de emergencia por parte de una acción humana realiza las siguientes acciones en caso de detección de condiciones anormales peligrosas:

- El aislamiento de las corrientes de hidrocarburos y el inventario para limitar la pérdida de contención y mitigar los efectos que sean consecuencia de la condición anormal.
- Aislamiento de la cavidad en ambas conexiones de salmuera y GLP.
- Aislamiento de instalaciones de conexión de tuberías de PEMEX.
- Apagado de los equipos que pueden alterar la situación anormal y/o de equipos que pueden ser dañados si continúan funcionando.
- Aislamiento de los equipos de proceso de manera que la despresurización y/o drenaje se pueden iniciar si necesario.

Las funciones de seguridad se limitarán a las necesarias para salvaguardar la seguridad de la instalación. El proceso de producción no se interrumpe salvo que sea condición de seguridad.

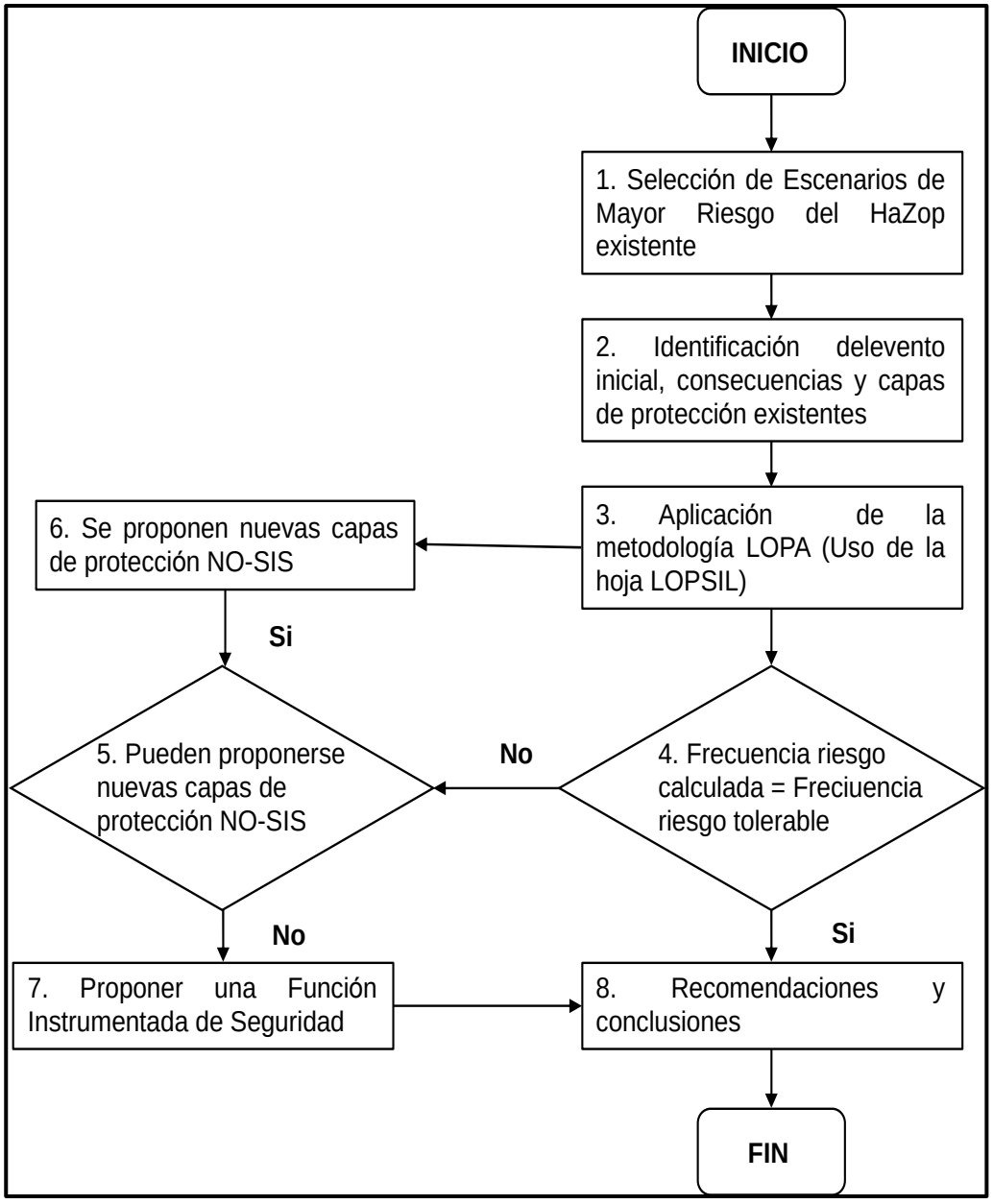
El sistema también proporcionará información audible, visual y grabable sobre el estado de los dispositivos de desconexión en el cuarto de control y en el sitio según el caso.

Antes de determinar que SIL debería cumplir cada FIS, se debe determinar si es necesario por el proceso y por la infraestructura actual de la instalación, instalar o no una función instrumentada de seguridad y por ende un SIS de acuerdo a los resultados obtenidos de efectividad de mitigación de las CPI's.

Lo anterior se logra mediante un análisis semi-cuantitativo de las capas de protección existentes de los riesgos detectados del análisis de riesgo (Hazop) para alcanzar un riesgo en un rango tolerable.

Por ello, en la Figura 8.1 se presenta la metodología utilizada para determinar si se requiere o no un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) en función de las capas de protección con que se cuenta. En caso de que estas capas no sean suficientes para tener un riesgo tolerable, entonces se propone un SIS a través de la implementación de una Función Instrumentada de Seguridad FIS.

Ilustración 101. Metodología para la determinación del SIL



Los pasos a seguir en la metodología para la determinación del SIL son los siguientes:

Paso 1.- Partiendo del estudio de análisis de riesgos actualizado al momento de la realización del análisis LOP-SIL, (se centrará en los escenarios con el nivel de riesgo No Tolerable "A", nivel de riesgo ALARP "B" y en caso de no existir A y/o B, el grupo técnico

podrá proponer los escenarios que considere relevantes clasificados como "C" para aplicar la metodología).

Paso 2.- Se identificaron las causas (o eventos iniciales) que dan origen a la desviación.

Paso 3.- En base a las consecuencias máximas que pudiera originar el evento inicial, obtenidas del análisis de riesgo cuantitativo, se determinó una frecuencia objetivo para cada evento inicial, de acuerdo con la NRF-045-PEMEX-2010. Al evento inicial se le asignó el valor de frecuencia como inicio del análisis. Este valor de frecuencia fue obtenido directamente del análisis de riesgos. Posteriormente, solo en los casos donde había como consecuencia fuga de gas en alguna parte de la instalación que forma parte del sistema de almacenamiento subterráneo de Gas LP, se aplicaron los modificadores condicionales tanto en el aspecto de probabilidad de ignición, probabilidad de personal en el área afectada y probabilidad de lesiones. Los modificadores condicionales son criterios de probabilidad que se utilizan para indicar el éxito o fracaso de que ocurra una ignición o la exposición del personal a un evento no deseado con potencial de daño. Una vez aplicado el punto anterior, se obtiene la frecuencia de las consecuencias no mitigadas, mediante la multiplicación de la frecuencia del evento inicial por cada uno de los modificadores condicionales.

Paso 4.- Una vez determinado el valor de la frecuencia de las consecuencias no mitigadas, se detallan las Capas de Protección Independientes (CPI's) que aplican

para el evento en cuestión, con la Probabilidad de Falla bajo Demanda (PFD) respectiva. La PFD utilizada fue obtenida de lo que generalmente se reporta la literatura (5). Si hay más de una CPI, se multiplica cada una de sus PFD para obtener el valor conjunto de protección de todas las CPI's.

Paso 5.- Una vez determinadas las CPI's que aplican al evento en cuestión, se calcula el valor de frecuencia del evento inicial incluyendo las CPI's, mediante la multiplicación de los valores obtenidos en los puntos 5 y 6. Se considera que este es el valor real de ocurrencia del evento inicial para originar los daños máximos estimados. Ya determinado el valor de frecuencia del evento inicial incluyendo las CPI's, se compara contra el valor dado para la frecuencia objetivo.

Paso 6 y 7.- Si el valor de frecuencia del evento inicial incluyendo las CPI's, es mayor que el valor dado para la frecuencia objetivo, se sugiere la instalación de CPI's nuevas o adicionales (Capas No SIS). Es altamente recomendable tratar de incluir en el proceso Capas No SIS, antes de sugerir la instalación de una FIS.

Paso 8.- Si no aplica la instalación de CPI's nuevas o adicionales o aun aplicándolas no es suficiente para alcanzar el valor de la frecuencia objetivo, se sugiere la instalación de alguna Función Instrumentada de Seguridad (FIS). El SIL requerido para la FIS propuesta, es el obtenido al aplicar el absoluto del logaritmo de la PFD faltante para llegar a la frecuencia objetivo.

Paso 9.- Si aplica un comentario o nota para aclarar algún punto con respecto al evento analizado, se detalla en el espacio correspondiente. Finalmente, se emiten las conclusiones en función de los resultados obtenidos al aplicar la metodología descrita.

La aplicación de la metodología fue resumida en la hoja de trabajo LOP-SIL, la cual fue desarrollada por cada evento inicial. En ella se puede observar claramente la descripción del evento inicial, las consecuencias que origina el evento inicial, estado seguro del proceso o equipo, los modificadores condicionales que aplican, las capas de protección independientes, las salvaguardas, notas o comentarios que se tengan que hacer con respecto al evento en cuestión y las conclusiones del análisis.

La tasa de falla de los instrumentos y equipos utilizada en este análisis es tomada de diferentes fuentes bibliográficas y se muestran en la tabla 8.1. Esta base de datos es resultado de la compilación de datos de fallas recopilada de varias fuentes públicas y privadas (confidenciales), y representa un promedio de la industria y FMEDA de los fabricantes. Los datos de Frecuencias y Probabilidad de Falla en Demanda (PFD), se obtuvieron mediante fuentes bibliográficas como son la "Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Análisis (CCPS, 1989a)" y la "Segunda Edición (CCPS, 2000a)", "Guidelines for Process Equipment Reliability Data (CCPS, 1989b)", y otras publicaciones de dominio público como son IEEE (1984), EuReData (1989), OREDA (2009), etc.

Tabla 100. Probabilidades de Falla en Demanda utilizadas para el desarrollo de la metodología LOP-SIL

Descripción	PFD	Modo de Demanda	Referencia	Observaciones
Válvula de relevo de presión PSV	1.30E-02	Bajo demanda	OREDA 2009 Pág. 616	Ninguna
Analizador	6.01E-02	Alta demanda (modo continuo)	Guidelines for Process Equipment Reliability Data Book	Ninguna
Respuesta humana	0.5	Siempre presente en cuarto de control	IEC-61511-3	Table F.3 – Typical protection layer (prevention and mitigation) PFDs
Diseño de tubería	0.1	-	IEC-61511-3	Sesiones LOPA
Alarma de piloto apagado en desgasificador DG-501/DG-502. (SCD)	0.1	Bajo demanda	IEC-61511-3	Table F.3 – Typical protection layer (prevention and mitigation) PFDs
Diseño de la pileta de salmuera	0.1	-	IEC-61511-3	Table F.3 – Typical protection layer (prevention and mitigation) PFDs
Protección del tubo	0.1	-	IEC-61511-3	Table F.3 – Typical protection layer (prevention and mitigation) PFDs
Diseño del quemador QG-401	0.1	-	IEC-61511-3	Table F.3 – Typical protection layer (prevention and mitigation) PFDs
Indicador de presión en la trampa de diablos PI-004/PI- 006. (SCD)	0.1	Alta demanda (modo continuo)	IEC-61511-3	Table F.3 – Typical protection layer (prevention and mitigation) PFDs
Diseño de la charnela	0.1	-	IEC-61511-3	Table F.3 – Typical protection layer (prevention and mitigation) PFDs
Filtros en la succión de las bombas BA-801/BA-802	0.1	Alta demanda (modo continuo)	IEC-61511-3	Table F.3 – Typical protection layer (prevention and mitigation) PFDs
Diseño del sistema contraincendio.	0.1	-	IEC-61511-3	Table F.3 – Typical protection layer (prevention and mitigation) PFDs

Descripción	PFD	Modo de Demanda	Referencia	Observaciones
Detector de flama BMS	0.1	Alta demanda (modo continuo)	IEC-61511-3	Table F.3 – Typical protection layer (prevention and mitigation) PFDs
Monitoreo de temperatura del gas de chimenea TIT-6016 (BMS)	0.1	Alta demanda (modo continuo)	IEC-61511-3	Table F.3 – Typical protection layer (prevention and mitigation) PFDs
TISH-6020/19/18/17 (BMS)	0.1	Bajo demanda	IEC-61511-3	Table F.3 – Typical protection layer (prevention and mitigation) PFDs
PSLL-6019 en la entrada de aire apaga el calentador (BMS)	0.1	Bajo demanda	IEC-61511-3	Table F.3 – Typical protection layer (prevention and mitigation) PFDs

Los resultados de la aplicación de las hojas de trabajo LOPA-SIL, se muestran en la tabla siguiente, sin embargo es esencial la revisión de las hojas de trabajo localizadas en los **Anexo I** de este estudio.

Tabla 101. Resultados del Cálculo del SIL Objetivo para los escenarios de riesgo seleccionados del Análisis de Riesgos del Sistema Subterráneo de Gas LP en Shalapa

No.	Nodo número	Frecuencia de la consecuencia No Mitigada	Frecuencia de la consecuencia Mitigada	Frecuencia objetivo	PFD_{obj}	FRR	SIL_{obj}	FIS de referencia
1	301.4.2	1.00E-02	1.30E-04	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
2	301.6.1	1.00E-05	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	FIS 21, 22, 23, 24 y 28
3	501.3.2	1.00E-03	1.30E-03	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	FIS 42
4	501.4.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
5	601.1.2	1.00E-03	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	2	No procede (SIL<1)	-
6	601.3.1	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
7	602.3.2	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
8	601.4.2	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
9	601.4.3	1.00E-05	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
10	601.5.2	1.00E-05	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	FIS 40

No.	Nodo número	Frecuencia de la consecuencia No Mitigada	Frecuencia de la consecuencia Mitigada	Frecuencia objetivo	PFD_{obj}	FRR	SIL_{obj}	FIS de referencia
11	601.6.1	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
12	601.6.2	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
13	601.7.2	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
14	601.7.3	1.00E-03	1.30E-03	1.00E-04	Fuera de rango	10	No procede (SIL<1)	-
15	602.1.1	1.00E-03	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
16	602.5.2	1.00E-03	1.30E-03	1.00E-04	Fuera de rango	10	No procede (SIL<1)	-
17	603.1.4	1.00E-03	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	2	No procede (SIL<1)	-
18	603.1.6	1.00E-05	1.30E-07	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
19	603.2.2	1.00E-05	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
20	603.3.4	1.00E-05	1.30E-06	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
21	603.6.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-

No.	Nodo número	Frecuencia de la consecuencia No Mitigada	Frecuencia de la consecuencia Mitigada	Frecuencia objetivo	PFD_{obj}	FRR	SIL_{obj}	FIS de referencia
22	603.7.4	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
23	604.1.3	1.00E-05	1.30E-07	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
24	601.1.4	1.00E-03	1.30E-03	1.00E-04	Fuera de rango	10	No procede (SIL<1)	-
25	604.2.2	1.00E-05	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
26	604.7.1	1.00E-03	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
27	605.2.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
28	605.2.3	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
29	605.2.4	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
30	605.3.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
31	605.4.2	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	2.5	No procede (SIL<1)	-
32	605.4.3	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	2.5	No procede (SIL<1)	-

No.	Nodo número	Frecuencia de la consecuencia No Mitigada	Frecuencia de la consecuencia Mitigada	Frecuencia objetivo	PFD_{obj}	FRR	SIL_{obj}	FIS de referencia
33	605.5.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
34	605.9.1	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	5	No procede (SIL<1)	
35	605.9.2	1.00E-05	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
36	801.1.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	5	No procede (SIL<1)	FIS 19, 20, 26 Y 30
37	801.1.2	1.00E-06	1.30E-06	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	FIS 19, 20, 26 Y 30
38	801.1.3	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
39	801.7.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
40	801.7.2	1.00E-03	1.30E-04	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
41	801.7.3	1.00E-05	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
42	901.4.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-05	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	FIS 32
43	901.7.1	1.00E-03	1.30E-03	1.00E-05	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-

No.	Nodo número	Frecuencia de la consecuencia No Mitigada	Frecuencia de la consecuencia Mitigada	Frecuencia objetivo	PFD_{obj}	FRR	SIL_{obj}	FIS de referencia
44	901.7.2	1.00E-03	1.30E-05	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
45	901.8.1	1.00E-03	1.30E-04	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
46	901.8.2	1.00E-03	1.30E-04	1.00E-05	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
47	1001.3.1	1.00E-05	1.30E-06	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
48	1201.1.2	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
49	1201.4.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-05	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
50	1201.6.1	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
51	1301.3.1	1.00E-05	1.30E-06	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
52	1401.1.1	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
53	1401.1.2	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
54	1401.1.3	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-

No.	Nodo número	Frecuencia de la consecuencia No Mitigada	Frecuencia de la consecuencia Mitigada	Frecuencia objetivo	PFD_{obj}	FRR	SIL_{obj}	FIS de referencia
55	1401.5.1	1.00E-03	1.30E-05	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
56	1501.7.1	1.00E-03	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
57	1501.7.3	1.00E-03	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
58	1601.2.1	1.00E-03	1.30E-03	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	FIS 52 Y 56
59	1701.1.5	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-FIS 58 Y 59
60	6003.1.2	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
61	6003.2.1	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-

NOTA 1. FIS de referencia, significa que algún elemento de la FIS, actúa como salvaguarda en el nodo de estudio correspondiente.

NOTA 2. Para consultar el valor obtenido de la FIS asociada al escenario LOPA correspondiente de acuerdo a la tabla anterior, ver Tabla 8.5 Resultados del Cálculo del SIL para cada FIS del sistema de Almacenamiento de Gas LP en Shalapa, en el estudio FR48-201-M04-0203_3D.

NOTA 3. Los valores de Probabilidad de Falla Bajo Demanda (PFD), utilizados para las capas de protección independientes (CPI's) por sus siglas en inglés (IPL´s), se encuentran en la Tabla 8.1 de este estudio, así como su modo de demanda.

NOTA 4. Para más detalles sobre las Capas de Protección Independientes utilizadas por escenario en este estudio, consultar Anexo A Hojas de Trabajo LOPSIL.

4.5.4.16. Recomendaciones LOPA

De los 61 escenarios de riesgo analizados, 53 tipo C, 4 tipo B y 4 tipo A, en 14 escenarios se recomienda considerar lo siguiente:

Tabla 102. Recomedaciones LOPA

No.	No. de nodo	Recomendación
1	601.1.2	El factor de reducción de riesgo deberá ser mayor a 2. Para el lazo del PT-6031 (EL FRR actual del PT-6031 es de 607) ver tabla 9-4 Falla de transmisor de presión en el documento FR48-201-M04-0203_3D.
2	601.7.3	Considerar un interlock para no empezar producción mientras la torre está caliente. Esta recomendación fue arrojada por estudio HazOp; aplicándola a las capas de protección se alcanzaría la frecuencia objetivo. Considerar una PFD de 0.1 por el SCD.
3	602.5.2	Aumentar el espesor de la línea RG-015-ST-B61T1 de clase B a D. Esta recomendación fue arrojada por el HazOp; aplicándola a las capas de protección se alcanzaría la frecuencia objetivo. Este diseño del proceso reduciría la frecuencia de ocurrencia del evento. Considerar una PFD de 0.1.
4	603.1.4	Considerar instalar un interruptor de alta presión aguas debajo de la válvula de control FV-6052 cerrando la nueva válvula de aislamiento que será añadida aguas arriba de la válvula de control FV-6052. El factor de reducción de riesgo de la FIS deberá ser mayor a 2.
5	603.7.4	Considerar el paro de las bombas añadiendo un interruptor de temperatura TSHH- a la salida del enfriador de aire, aunque se haya alcanzado la frecuencia objetivo.
6	604.1.4	Considerar la instalación de un interruptor de alta presión aguas debajo de la válvula de control FV-6052, cerrando la nueva válvula de aislamiento que se añadirá aguas arriba de la válvula FV-6052. El factor de reducción de riesgo de la FIS deberá ser mayor a 10.
7	605.4.2	Como el sistema no alcanza la frecuencia objetivo es importante considerar la adición de una nueva FIS para alcanzar el criterio aceptable. El factor de reducción de riesgo deberá ser mayor a 2.5.
8	605.4.3	Como el sistema no alcanza la frecuencia objetivo es importante considerar la adición de una nueva FIS para alcanzar el criterio aceptable. El factor de reducción de riesgo deberá ser mayor a 2.5.
9	605.9.1	El factor de reducción de riesgo para el lazo del PT-6074 deberá ser mayor a 5.
10	801.1.1	El factor de reducción de riesgo de la FIS deberá ser mayor a 5. Para los lazos PSHH-203/204/500/501. (El FRR actual es de 13 para estos lazos).

11	901.7.1	Asunto operacional que no puede ser resuelto por la implementación de una FIS.
12	901.8.2	Considerar la adición de un interruptor de alto nivel en las piletas de salmuera, para alcanzar la frecuencia objetivo. El factor de reducción de riesgo deberá ser mayor a 60.
13	1201.4.1	Considerar la adición de una FIS o capa de protección para evitar mandar líquido al quemador elevado. El factor de reducción de riesgo deberá ser mayor a 50.
14	1601.2.1	El factor de reducción de riesgo deberá ser mayor a 10 para los lazos del TW-752 (TSLL) y LIT-753 (LSHH). (El FRR actual es de 8.5 y 9.6 por lo tanto se necesita incrementar el nivel de integridad de seguridad de los mismos; ver archivos FR48-201-M04-203-AF-0053_1D, FR48-201-M04-203-AF-0056_1D).

4.6.- Sistemas de seguridad y medidas para administrar los escenarios de riesgo.

En cuanto a los sistemas de seguridad y medidas para administrar los riesgos de los escenarios de riesgo presentados, la empresa cuenta con procedimientos, instructivos y planes:

- ASSE-SHA-OPE-PROC-001 Manual de Operación del ICSS y DCS (Alarmas y Sensores en Operación), el cual describe las características necesarias para que el Operador de Control Distribuido conozca las funciones básicas para el manejo del DCS desarrollado por Emerson y el Sistema Integrado de Seguridad y Control desarrollado por IKL, aplicable en las instalaciones de ASSE (Anexo J).
- ASSE-SHA-OPE-INST-0021 "Operación del sistema de fuego y gas" (Anexo K).
- ASSE-SHA-HSE-INST-0020 Que hacer en caso de alarma general (Anexo L).
- ASSE-SHA-HSE-INST-0035 Conducta a seguir en caso de disparo de la sirena de alarma general (Anexo M).
- ASSE-SHA-OPE-INST-0018 Sistema de gas y combustible y quemadores (Anexo N).
- ASSE-SHA-OPE-INST-0020 Paros de emergencia (Anexo O).
- ASSE-SHA-TEC-INST-0002 Mantenimiento a válvulas de controil (Anexo P).
- ASSE-SHA-TEC-INST-0003 Mantenimiento a bombas de proceso (Anexo Q).
- ASSE-SHA-TEC-INST-0007 Mantenimiento Instrumentación (Anexo R).
- ASSE-SHA-TEC-INST-0009 Seguimiento protección catódica (Anexo S).
- ASSE-SHA-TEC-INST-0012 Pruebas de medios de comunicación (Anexo T).

- ASSE-SHA-TEC-INST-0018 Mantenimiento a infraestructuras (Anexo U).
- ASSE-SHA-TEC-INST-0025 Mantenimiento a válvulas de seguridad (Anexo V).
- ASSE-SHA-TEC-INST-0054 Mantenimiento de las UPS de la marca Gutor (Anexo W).
- ASSE-SHA-TEC-INST-0055 Mantenimiento de las UPS de la marca Emerson (Anexo X).
- ASSE-SHA-TEC-INST-0060 Inspección, pruebas y mantenimiento a bombas de la red contraincendios (Anexo Y).
- ASSE-SHA-TEC-INST-0060 Plan de emergencias mayores (comité de ayuda mutua) (Anexo AA).
- ASSE-SHA-HSE-INST-0017 Plan de emergencia interno (Anexo BB).
- Programa anual de simulacro 2020 (Anexo CC).
- Programa anual de capacitación en seguridad industrial, salud, seguridad operativa y protección del medio ambiente 2020. (Anexo DD).
- Programa anual de mantenimiento eléctrico 2020. (Anexo EE).
- Programa anual de mantenimiento de detectores y alarmas 2020 (Anexo FF).
- Programa anual de mantenimiento de instrumentos 2020 (Anexo GG).
- Programa anual de mantenimiento mecánico 2020 (Anexo HH).
- Programa anual de mantenimiento de válvulas de seguridad 2020 (Anexo II).

A continuación se presenta el inventarios de equipo y servicios para la atención a emergencias.

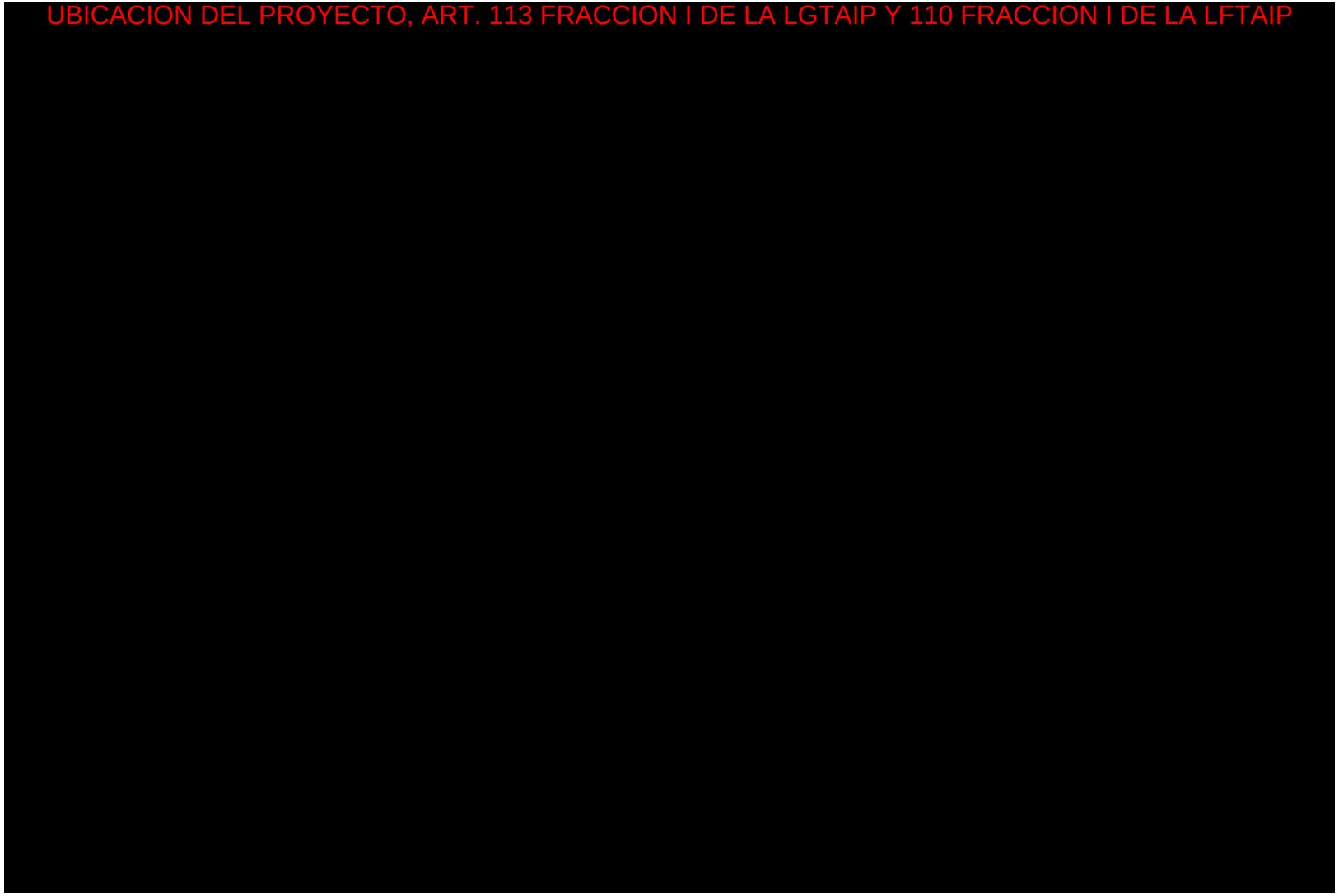
Tabla 103. Inventario de equipo y servicios pàra la atención a emergencias

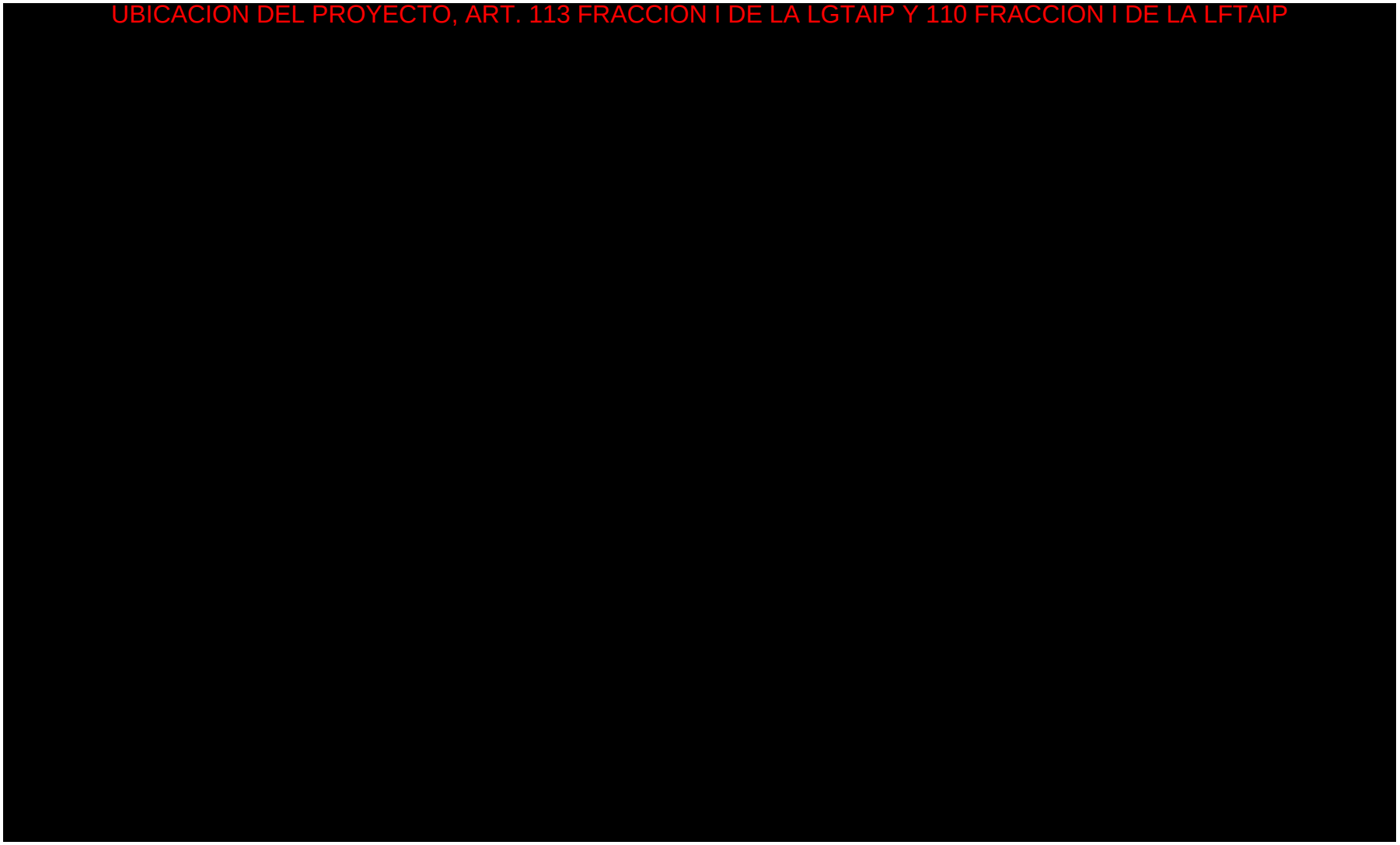
No.	EQUIPOS	TOTAL
1	Auto-Bomba equipada con 20 m³ para el combate de Incendios	1
2	Ambulancia para emergencias	1
3	Equipos de Respiración Autónoma (ERA)	10
4	Cilindros de ERA de respaldo	10
5	Mascarillas de Respaldo ERA	10

No.	EQUIPOS	TOTAL
6	Aros salvavidas para rescate	4
7	Mangueras contra incendio de 2½ conector de rosca	4
8	Mangueras contra incendio de 2½ de conexión rápida	4
9	Mangueras contra incendio de 1½ de conexión rápida	4
10	Pantalón de bombero (Contra Incendio)	12
11	Chaquetones de bombero	12
12	Cascos de bombero	12
13	Guantes de bombero	12
14	Monjas térmicas (Aislantes de calor)	12
15	Botas de bombero	12
16	Hachas	12
17	Palas rectas	6
18	Palas antiestática	5
19	Extintores de PQS 9 kg	21
20	Extintores de PQS 56 kg	3
21	Extintores de CO_2 9 kg	38
22	Protector contra víboras	10
23	Cañones portátiles, para conectar en tomas de hidrantes	4
24	Boquillas C.I de 2½	2
25	Boquilla C.I de 1½	3
26	Reducciones de 2½ a 1½	2
27	Chalecos salvavidas	8
28	Kit antiderrame	7
29	Megáfono	3
30	Reacer polaris para incendios forestales	1

No.	EQUIPOS	TOTAL
31	Detector de gases portátil Oxigeno - LEL	10
32	Detector portátil de oxigeno	4
33	Detector de gases semiportátil	2
34	Radios Intrínsicamente seguros	25
35	Botiquín primeros auxilios	4
36	DESA, desfibrilador externo semi-automático	3

A continuación se presentan los mapas de la ubicación de los equipos para la atención a emergencias y las rutas de evacuación.


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


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

Asimismo, ASSE cuenta con la Autorización del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA) mediante el oficio No. ASEA/UGI/DGGPI/0126/2018, de fecha 26 de enero de 2018, expedido por la Dirección General de Gestión de Procesos Industriales de la Unidad de Gestión Industrial de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, el cual cuenta con el desarrollo y la aplicación del sistema de administración de los siguientes elementos:

- I.- Política en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al ambiente.
- II.- Identificación de peligros y aspectos ambientales, análisis de riesgo y evaluación de impactos ambientales.
- III.- Requisitos legales.
- IV.- Objetivos, metas e indicadores.
- V.- Funciones, responsabilidad y autoridad.
- VI.- Competencia del personal, capacitación y entrenamiento.
- VII.- Comunicación, participación y consulta.
- VIII.- Control de documentos y registros.
- IX.- Mejores prácticas y estándares.
- X.- Control de actividades y procesos.
- XI.- Integridad mecánica y aseguramiento de calidad.
- XII.- Seguridad de contratistas.
- XIII.- Preparación y respuesta a emergencias.
- XIV.- Monitoreo, verificación y evaluación.
- XV.- Auditorias.
- XVI.- Investigación de incidentes y accidentes.
- XVII.- Revisión de resultados.
- XVIII.- Informes de desempeño.

La Jerarquización de Recomendaciones del Hazop, se han incorporado a cada uno de los elementos que integran el SASISOPA de ASSE, los cuales ya han sido instrumentados, tal como se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 104. Jerarquización de recomendaciones específicas por causas de riesgo asociadas

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
R1	103	103.4.2	Aumento de temperatura en el líquido entrampado en la tubería entre las válvulas MOV-002, MOV-101 y MOV-005.	C	C	A	C	C	Confirmar la filosofía de operación de la instalación y empalmar con la filosofía de operación de PEMEX, en la operación de las válvulas MOV-001, MOV-002, MOV- 003, MOV-004, MOV-005, MOV-101 y MOV-104. Considerar la instalación de una TSV entre la válvula MOV-002 y la válvula MOV-101. Considerar la instalación de una TSV entre las válvulas MOV- 005, MOV-104 y MOV-004.	X. Control de actividades y procesos XI. Integridad mecánica y aseguramiento	ASSE	Implementado
R2	801	801.7.2	Cristalización en cualquier punto de la línea de descarga del desgasificador DG-501/DG-502 a la pileta de salmuera.	C	C	A	C	C	Considerar la instalación de boquilla de derrame por sobrellenado del desgasificador DG-501/DG-502 para protección de pilotos. Considerar la instalación del detector de alto nivel, alarma y acción de paro en tiempo de retardo (DELAY TIME) en el sistema de las bombas de LPG BA-201/BA-202/BA-203/BA-204.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R3	901	901.7.1	Adición no controlada de agua de servicio a las piletas.	C	C	C	C	A	Considerar instalar una purga para toma de muestra en la línea 16"-BRI-026-T-A21T1. Considerar instalar una purga para toma de muestra en el cabezal del pozo 16"-BRI-002-T-B07T1. Especificar en el manual de	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
									operación el periodo de muestreo. Considerar la instalación de un medidor de volumen para medir la cantidad de agua que se adiciona a las piletas.			
R4	901	901.7.2	Temporada de lluvia.	C	C	C	C	A	Considerar habilitar una alarma por alto nivel en las piletas de salmuera. Considerar instalar un rebose para recuperar el agua de las piletas de salmuera.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R5	901	901.8.1	Adición no controlada de agua de servicio a las piletas de salmuera	C	C	A	C	C	Considerar habilitar una alarma por alto nivel en las piletas de salmuera. Considerar instalar un sistema de extracción de agua dulce (Agua de lluvia) en las piletas de salmuera.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R6	301	301.4.2	Falla de la válvula MOV-202, en posicion abierta.	B	C	C	C	C	Considerar una evaluación de Ingeniería para la implementación de una salvaguarda que evite el flujo inverso y sobre presión en la línea de succión de las bombas BA 201/BA-202/BA-203/BA-204.	II. Identificación de peligros y análisis de riesgos	ASSE	Implementado
R7	901	901.8.2	Taponamiento de la tubería de descarga de uno de los desgasificadores DG-501/DG-502, enviando todo el flujo a un par de piletas.	C	C	B	C	C	Considerar habilitar una alarma por alto nivel en las piletas de salmuera. Verificar que la alarma de alto nivel que se implemente detenga el movimiento de inyección de LPG e inyección de salmuera. Verificar que en el manual de operación se especifique claramente	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
									la operación de trasiego entre piletas de salmuera.			
R8	901	901.4.1	Rotura del tubo de la salmuera dentro de la caverna a la altura de la fase LPG	D	D	D	B	C	Considerar implementar una acción de cierre de las válvulas VBE-500/ VBE-501 por alta presión detectada en el transmisor indicador de presión PIT-500/PIT-501.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R9	901	901.8.4	Falla de la válvula Check C523 en la descarga de la bomba BA-510.	C	C	B	C	C	Considerar el cambio del diseño de la descarga de la bomba BA-510 de la fosa de salmuera o la instalación de una válvula automática a la descarga de la bomba BA-510 o la opción más viable para solucionar el paso de trazas de LPG a la fosa de salmuera.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R10	1201	1201.4.1	Falla de alguna de las válvulas en los patines de regulación de presión (PV-710/PV-720; PV-215/PV-225).	C	C	C	B	C	Completar el diseño de desfogue y quemador considerando esta situación. (Falla de alguno de los patines de regulación de presión PV-710/PV-720; PV-215/PV-225).	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R11	1301	1301.10.1	Lluvias torreciales.	C	C	B	C	C	Verificar el manejo del drenaje con respecto al envío de hidrocarburo líquido al drenaje pluvial de acuerdo a la norma aplicable (PEMEX).	XIV Monitoreo, Verificación y Evaluación	ASSE	Implementado
R12	501	501.3.2	Pérdida de nivel por falla en la hermeticidad al cierre de la válvula de nivel LV-620.	C	C	C	C	C	Revisar la posibilidad de cambio del tipo de válvula (LV-620), para tener sello con 100% en hermeticidad.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R13	601	601.1.2	Salida de flujo de bloque	C	C	C	C	C	Reducir al mínimo bajo bajo la presión a un limite seguro de 35 bars	X. Control de actividades y	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
			zero.						en PT-6031	procesos		
R14	601	601.7.3	Inicio de la adsorción mientras la torre aún esta caliente	C	C	C	C	C	Considerar un Interlock que impida el arranque cuando la torre aun este caliente.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R15	602	602.1.1	Etapa de despresurización en el diseño original mientras se esta conectando un líquido de alta presión al tanque mientras el líquido del tanque se baja la presión	C	C	C	C	C	Reconsiderar la secuencia de despresurizar	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R16	604	604.6.1	Envío de LPG líquido en la torre caliente a ún sobre flujo.	C	C	C	C	C	Considere aplicar el primer paso de enfriamiento usando gas a 150 °C y luego apagar el calentador.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R17	605	605.4.2	Ruptura catastrófica entre el tanque TA-601 y las bombas 601 A/B	C	C	C	C	C	Plan de inspección especifico	XIII. Preparación y respuesta a emergencias	ASSE	Implementado
R18	605	605.4.3	Ruptura catastrófica de la corriente de las bombas 601 A/B	C	C	C	C	C	Sin recomendaciones			
R19	801	801.2.2	Cristalización en cualquier punto de la línea antes del desgasificador DG-501/DG-502.	C	C	C	C	C	Considerar un plan de reemplazo de la tubería HDPE según el proveedor (Ciclo de vida y Servicio de la tubería).	XII. Seguridad de contratista	ASSE	Implementado
R20	801	801.2.3	Cristalización del tubo de salmuera dentro del	C	C	C	C	C	Considerar una inyección de agua a alta presión en un tubo concéntrico	X. Control de actividades y	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
			pozo						dentro del tubo de salmuera del pozo.	procesos		
R21	901	901.8.3	Fuga de salmuera en casa de bombas de salmuera.	C	C	C	C	C	Analizar el cambio de tipo de bomba BA-510 por una sumerg ble controlada por un flotador. Analizar la pos bilidad de instalación de una alarma por alto nivel en la fosa de salmuera.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R22	1001	1001.2.2	Taponamiento de filtro en la bomba BA-900.	C	C	C	C	C	Considerar la reubicación del transmisor indicador de presión PIT-900 después del filtro de la bomba BA-900.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R23	1301	1301.1.1	Mala operación en el drenado de las trampas de diablos, error humano.	C	C	C	C	C	Comunicación y coordinación formal (Sistema de permisos y análisis de tarea) entre PEMEX Y ASSE en la operación de envío y recibo de diablos.	VII. Comunicación, Participación y Consulta	ASSE	Implementado
R24	1301	1301.5.2	Falla o paro en el suministro de gas combust ble de la planta al quemador.	C	C	C	C	C	Definir en el manual de operación el procedimiento de paro programado del quemador antes de cortar el suministro de gas.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R25	1401	1401.5.1	Falla de la válvula check C 787, permitiendo el paso de líquido.	C	C	C	C	C	Considerar la instalación de una válvula check en la descarga de la bomba BR-751. Verificar que en manual de operación se especifique que la válvula V787 debe permanecer cerrada cuando no se este operando la bomba BR-751. Considerar la posibilidad de	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
									motorizar la válvula V787.			
R26	1501	1501.7.1	Agua con sólidos en suspensión.	C	C	C	C	C	Considerar la pos bilidad de instalar un medio de filtración a la salida del pozo de abastecimiento	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R27	1501	1501.7.3	Agua con PH ácido/alcalino	C	C	C	C	C	Considerar un recubrimiento interno con resina epoxica en los tanques TV-801/TV-802.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R28	201	201.1.1	Fuga en cualquier elemento del nodo	C	C	C	C	D	Considerar habilitar cierre de válvula VBE-105 por detección de baja baja presión en el transmisor indicador de presión PIT-201 a través de PSLL-201.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R29	202	202.1.1	Fuga en cualquier elemento del nodo.	C	C	C	C	D	Considerar habilitar cierre de válvula VBE-105 por detección de baja baja presión en el transmisor indicador de presión PIT-201 a través de PSLL-201.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R30	1401	1401.1.2	Mala operación cerrando cualquier válvula manual desde el tanque de combust ble SC-751 hasta la válvula V 780 no enviando gas a pilotos de quemador elevado QG-401.	D	C	C	D	C	Asegurarse que el quemador elevado tenga alarma por falla de flama en los pilotos. (Quemador QG-401). Verificar que el equipo paquete del quemador incluya los detectores falla de flama de piloto.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R31	1401	1401.1.3	Mala operación cerrando cualquier válvula manual desde el tanque de combust ble SC-751	D	C	C	D	C	Asegurarse que el quemador elevado tenga alarma por falla de flama en los pilotos. (Quemador QG-002).	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
			hasta la válvula V 782 no enviando gas a pilotos de quemador elevado QG-002 en la trampa de diablos.									
R32	101	101.1.1	Rotura catastrófica de la línea 24" antes de la válvula MOV-002	D	D	C	C	D	Considerar la comunicación continua y permanente entre la instalación y PEMEX, (Protocolos de comunicación y procedimientos de ayuda mutua).	VII. Comunicación, paricipación y consulta	ASSE	Implementado
R33	101	101.1.2	Rotura catastrófica de la línea 24" después de la MOV-002	D	D	C	C	D	Considerar la comunicación continua y permanente entre la instalación y PEMEX, (Protocolos de comunicación y procedimientos de ayuda mutua).	VII. Comunicación, paricipación y consulta	ASSE	Implementado
R34	601	601.4.2	Error operacional mientras se cierran los secadores disecantes	D	D	D	C	C	Considerar el agregar un detector de alto flujo y controle la entrada a la torre.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R35	603	603.3.4	Ruptura en el lado de los tubos del enfriador del aire CO-601	D	D	C	C	D	Considerar la adición de un sistema de aislamiento para el aire de enfriamiento CO-601, para reducir o limitar la cantidad de GLP liberado a la atmosfera.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R36	701	701.1.2	Rotura Catastrófica en algún punto de la línea del nodo 701	C	D	D	C	D	Considerar habilitar la acción de paro por alto flujo en el transmisor indicador de flujo FIT-202. Considerar la colocación de barrera física temporal en el área donde se encuentre tubería expuesta cuando se realicen maniobras de	X. Control de actividades y procesos. II. Identificación de peligros y análisis de riesgos	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
									mantenimiento. Realizar estudio de clasificación de áreas (API 500).			
R37	801	801.7.1	Alto flujo a la entrada del desgasificador DG-501/DG-502	D	D	C	C	D	Considerar implementar detectores F&G en el área donde se localizan los desgasificadores DG-501/DG-502. Considerar la construcción de un drenaje para recuperar la salmuera en el área de los desgasificadores. Considerar la instalación de boquilla de derrame por sobrellenado del desgasificador DG-501/DG-502 para protección de pilotos. Analizar la acción derivada del apagado de los pilotos que genere un corte en el flujo de salmuera y el corte de flujo de gas combustible a los pilotos de los desgasificadores DG-501/DG-502.	X. Control de actividades y procesos. II. Identificación de peligros y análisis de riesgos	ASSE	Implementado
R38	901	901.3.2	Rotura de tubería de polientileno HDPE entre la pileta y la succión de las bombas BA-501/BA-502/BA-503.	D	D	C	C	D	Considerar la implementación de salvaguarda en detección y delimitación de la afectación por fuga (grupo de análisis de ingeniería civil y otros involucrados) en el área de bombas BA-501/BA-502/BA-503.	II. Identificación de peligros y análisis de riesgos	ASSE	Implementado
R39	901	901.5.3	Aplastamiento por derrumbe de la tubería de salmuera dentro de la caverna.	D	D	D	C	C	Evento inevitable y por acción de la naturaleza	XIII. Preparación y Respuesta a Emergencias	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
R40	1601	1601.4.3	Falla en el calentador eléctrico CE-751.	D	D	C	C	D	Contar con disponibilidad de repuestos para las resistencias. Verificar con el proveedor si existe un over ride de seguridad por baja presión PSLL-757 para permitir el reinicio del calentador CE-751.	XII. Seguridad de contratista	ASSE	Implementado
R41	201	201.7.1	Error Humano al no seguir el procedimiento.	C	D	D	D	D	Se deben generar los protocolos de arranque de la instalación.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R42	401	401.1.2	Rotura catastrófica en tubería de conexción al pozo.	D	D	D	C	D	Corregir la matriz de Gas y Fuego, indicando la acción de cierre de las válvulas VBE-203/VBE-204, cuando se detecta Gas. Anexar la acción de cierre de las válvulas VBE-203/VBE-204 cuando se detecta baja presión en la línea de salmuera, transmisor indicador de presión PIT-500/PIT-501. Cambiar el diámetro de conexión de los instrumentos a 2" para todas las conexiones. (PIT 203, PIT 204, PIT 500, PIT 501, V-506A)	X. Control de actividades y procesos. II. Identificación de peligros y análisis de riesgos	ASSE	Implementado
R43	501	501.4.1	Falla en cualquier elemento de la válvula de regulación PV-215/PV-225 abriendo repentinamente.	D	D	D	C	D	Considerar habilitar la acción de paro por alto flujo detectado en el transmisor indicador de flujo FIT 202. Solicitar al proveedor del tanque separador de agua libre TA-602 los rangos de operación y capacidades máximas del tanque.	X. Control de actividades y procesos. XII. Seguridad de contratista	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
R44	601	601.3.1	Cristalización del sistema de salmuera	D	D	D	C	D	Instrucciones operativas	VII. Comunicación, paricipación y consulta	ASSE	Implementado
R45	601	601.3.2	Falla de la válvula de control de flujo PV-215, PV-225	D	D	D	C	D	Considere revisar la configuración operativa a que opere una sola torre en caso de muy bajo flijo.	X. Control de actividades y procesos. II. Identificación de peligros y análisis de riesgos	ASSE	Implementado
R46	601	601.4.3	Falla al abrir alguna de las válvulas PSV-6x35, 6x36	D	D	C	D	D	Considere agregar detectores de alto flujo con mando en la entrada de la torre.	X. Control de actividades y procesos.	ASSE	Implementado
R47	601	601.5.2	Ruptura catastrófica dentro del sistema	D	D	D	C	D	Específicos Periodos de Inspección	XIV. Monitoreo, verificación y evaluacioón	ASSE	Implementado
R48	601	601.6.2	Mal funcionamiento de la detección de penetración.	D	D	D	C	D	Optimizar el ciclo preciso de regeneración.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R49	601	601.7.2	Malfuncionamiento del condensador de aire (trabajando únicamente con un ventilador)	D	D	D	C	D	Considere agregar una alarma en la salida de las torres TT-6x 32	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R50	603	603.1.5	Fuego externo	D	D	D	C	D	La válvula V-6406 mantenerse abierta Considere mantener el área segura libre de vegetación para evitar se expanda el fuego.	X. Control de actividades y procesos. XIII. Preparación, Respuesta a Emergencias	ASSE	Implementado
R51	603	603.2.2	Ruptura catastrófica	D	D	D	C	D	Identificar cual es el BMS y SIS en la matriz causa-efecto	II. Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
R52	603	603.6.1	Traspaso de las partículas disecantes hacia el circuito de regeneración	D	D	D	D	C	Considerar hacer la regeneración aguas debajo de F/S-601.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R53	603	603.7.4	Malfuncionamiento del enfriador de aire CO-601 (ambos ventiladores no estan trabajando)	D	D	D	D	C	Considerar el paro de bombas a través de un switch de alta temperatura TSHH a la salida del aire de enfriamiento.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R54	603	603.1.1.2	Malfuncionamiento de un ventilador desde CF-601 por envío de menos aire hacia el quemador	D	D	C	D	D	Aplicar pruebas periódicas a los sistemas de combustión. Checar si el sistema de calentamiento de fuego directo CF-601, requiere un CEMS (Sistema de Monitoreo Continuo del Ambiente) de acuerdo a la regulación Mexicana.	XIV. Monitoreo, Verificación y Evaluación	ASSE	Implementado
R55	603	603.1.2.1	Malfuncionamiento de un ventilador desde CF-601 por envío de más aire hacia el quemador	D	D	C	D	D	Aplicar pruebas periódicas a los sistemas de combustión. Checar si el sistema de calentamiento de fuego directo CF-601, requiere un CEMS (Sistema de Monitoreo Continuo del Ambiente) de acuerdo a la regulación Mexicana.	III. Requisitos legales XIV. Monitoreo, Verificación y Evaluación	ASSE	Implementado
R56	603	603.1.5.2	Apagar el ventilador durante la operación	D	D	D	D	C	Checar con fabricante la necesidad de mantener el ventilador operando en el ciclo de enfriamiento del calentador CF-601	XII. Seguridad de contratista	ASSE	Implementado
R57	604	604.1.3	Fuego externo	D	D	D	C	D	La válvula V-6406 mantenerse abierta	X. Control de actividades y procesos.	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
									Considere mantener el área segura libre de vegetación para evitar se expanda el fuego	XIII. Preparación, respuesta a emergencias		
R58	604	604.1.4	Cierre inesperado de alguna de las válvulas de control de apagado FV-6052	D	D	C	D	D	Considerar la instalación de una PSV de control de flujo aguas abajo FV-6052. Considerar la instalación de un switch de alta presión, para controlar la válvula FV-6052 con actuación de cierre como una nueva válvula de aislamiento, para ser agregado a la válvula de control FV-6052.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R59	604	604.2.2	Ruptura catastrófica o pequeña fuga	D	D	D	C	D	Considerar el paro del proceso cuando se detecte el 50% del gas. Checar las interfases entre los sistemas SIS y F&F Plan de inspecciones especificas.	X. Control de actividades y procesos. XIV. Monitoreo, verificación y evaluación	ASSE	Implementado
R60	605	605.2.1	Error operacional por cierre de las válvulas V-6422 o V-6426	D	D	D	D	C	Considere la instalación de un trasmisor de alta y baja presión a la succión de las bombas de envío BA-601 A/B.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R61	605	605.2.3	Baja presión en el nodo 603 por mal funcionamiento de FV-6052.	D	D	D	D	C	Considerar agregar una protección de flujo mínimo para las Bombas BA-601 A/B.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R62	605	605.2.4	Insuficiente enfriamiento desde CO-601.	D	D	D	D	C	Considerar el paro de bombas BA-601 A/B a través de la instalación de un switch de alta temperatura TSHH-XXX a la salida del enfriador de aire	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
									CO-601.			
R63	605	605.3.1	Cierre de la válvula de descarga FV-6077.	D	D	D	D	C	Considere la instalación de una protección de flujo mínimo a las bombas BA-601 A/B	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R64	605	605.5.1	Alguna válvula cerrada de las bombas de descarga BA-601 A/B.	D	D	D	D	C	Considere la instalación de una protección de flujo mínimo a las bombas BA-601 A/B	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R65	605	605.7.1	Falla de cierre de la válvula de nivel LV-6071	D	D	D	D	C	Considere ubicar la bomba BA-601 A/B en el nivel de agua alto y detenga la regeneración. Actualizar la matriz de seguridad	X. Control de actividades y procesos. II. Identificación de peligros y análisis de riesgos	ASSE	Implementado
R66	605	605.7.2	Error operacinal al cerrar manualmente la válvula	D	D	D	D	C	Considere ubicar la bomba BA-601 A/B en el nivel de agua alto y detenga la regeneración. Actualizar la matriz de seguridad	X. Control de actividades y procesos. II. Identificación de peligros y análisis de riesgos	ASSE	Implementado
R67	801	801.1.1	Sobrellenado de LPG en la caverna	D	D	D	C	D	Considerar el habilitar el transmisor indicador de flujo FIT-500 para detectar una variación de densidad en la salmuera. Tener un control de inventario continuo de LPG con alarma DCS.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R68	801	801.1.2	Rotura de la tuberÍa del pozo.	D	D	D	C	D	Considerar el habilitar el transmisor indicador de flujo FIT-500 para detectar una variación de densidad en la salmuera.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
R69	801	801.1.3	Operación no requerida de una bomba de salmuera BA- 501/BA-502/BA-503 cuando se esta extrayendo de pozo.	D	D	C	D	D	Especificar en el manual de operación en el caso de que las bombas de LPG BA-201/BA-202/BA-203/BA-204, se encuentren activas, no se puede iniciar otra operación con las bombas de salmuera BA-501/BA-502/BA-503. Considerar la posibilidad de implementar un permisivo para las bombas de Salmuera BA-501/BA-502/BA-503.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R70	801	801.3.2	Rotura catastrófica de línea de polietileno HDPE.	D	D	D	C	D	Considerar un plan de reemplazo de la tubería HDPE, según el proveedor (Ciclo de vida y Servicio de la tubería).	XII. Seguridad de contratista	ASSE	Implementado
R71	1001	1001.3.1	Rotura de la tubería en algún punto entre el pozo y el transmisor indicador de flujo FIT-900	D	D	C	D	D	Considerar la instalación de un drenaje para recuperar la salmuera con detección de alto nivel en el pozo o registro de salmuera.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R72	1201	1201.1.2	Apertura de PSV desde el paquete de deshidratación	D	D	C	D	D	Actualizar el PID-11031 para que sea consistente con PID-0088 pagina 12.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R73	1201	1201.6.1	Alto flujo de gas al quemador elevado QG-401.	D	D	C	D	D	Verificar que el equipo paquete del quemador (QG-401), incluya los detectores de falla de flama de piloto.	X. Control de actividades y procesos. XIV. Monitoreo, Verificación y Evaluación	ASSE	Implementado
R74	1401	1401.1.1	Mala operación en cierre de cualquier valvula	D	D	D	D	C	Considerar la pos bilidad de instalar una alarma por bajo flujo del gas de	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
			desde el Tanque SC 751 hasta la Valvula V 776 no enviando gas de barrido al quemador elevado.						barrido en el sistema de control distribuido DCS.			
R75	1401	1401.6.2	Mala operación cerrando la válvula manual a la succión de considerar la configuración del paro de la bomba BR- Contratista la bomba BR-751.	D	D	D	C	D	Considerar la configuración del paro de la bomba BR-751 por una baja baja presión detectada por el transmisor indicador de presión PIT-766.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R76	1601	1601.2.1	Baja demanda de gas combust ble.	D	D	C	D	D	Considerar la implementación de un lazo de control cerrando las XV-787 y XV-608 por alto nivel en el LIT-790 del CE-751.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R77	1601	1601.4.1	Falla de la válvula de control de presión PCV-757.	D	D	C	D	D	Considerar la posibilidad de un arranque automático de la bomba BR-751 por baja presión en el PIT-756.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R78	1601	1601.6.3	Falla de la resitencia electrica en el sobrecalentador CE-752.	D	D	D	D	C	Contar con resistencia de repuesto para el cliente sobrecalentador CE-752.	XII. Seguridad de contratista	ASSE	Implementado
R79	1701	1701.1.5	Pérdida de aire de instrumentos	D	D	C	D	D	Considerar la instalación de tanque buffer para las válvulas de desfogue.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R80	101	101.3.2	Falla cerrando cualquiera de las válvulas MOV-002/005/004.	D	D	D	D	D	No hay recomendaciones.			

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
R81	102	102.4.1	Aumento de flujo por parte de PEMEX.	D	D	D	D	D	Considerar la comunicación continua y permanente entre la instalación y PEMEX, (Protocolos de comunicación y procedimientos de ayuda mutua).	VII. Comunicación, participación y consulta	ASSE	Implementado
R82	102	102.4.2	Mala operación cerrando la válvula manual HV-100.	D	D	D	D	D	Considerar la comunicación continua y permanente entre la instalación y PEMEX, (Protocolos de comunicación y procedimientos de ayuda mutua). El manual de operación deberá incluir el procedimiento de etiquetado, bloqueo con candado (Procedimiento LOTO).	X. Control de actividades y procesos VII. Comunicación, participación y consulta	ASSE	Implementado
R83	103	103.1.1	Rotura en la línea de entrega a PEMEX después de la Considerar la comunicación continua y permanente DMIntegra / Cliente / Contratista MOV- 004.	D	D	D	D	D	Considerar la comunicación continua y permanente entre la instalación y PEMEX, (Protocolos de comunicación y procedimientos de ayuda mutua).	VII. Comunicación, participación y consulta	ASSE	Implementado
R84	103	103.1.2	Rotura en la línea de entrega a PEMEX antes de la MOV- 004.	D	D	D	D	D	Considerar la comunicación continua y permanente entre la instalación y PEMEX, (Protocolos de comunicación y procedimientos de ayuda mutua).	VII. Comunicación, Participación y Consulta	ASSE	Implementado
R85	103	103.2.1	Mala operación, cerrando la válvula manual HV-103	D	D	D	D	D	El manual de operación deberá incluir el procedimiento de etiquetado, bloqueo con candado (Procedimiento	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
									LOTO).			
R86	301	301.2.2	Falla en cualquier elemento del lazo de control FIT-200.	D	D	D	D	D	Habilitar en el transmisor indicador de flujo FIT-202 una acción de cierre por bajo bajo flujo en la descarga de las bombas BA-201/BA-202/BA-203/BA-204.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R87	301	301.5.1	Falla de la válvula PV-215/PV-225 durante el recibo de Considerar se habilite el cierre de la válvula VBE-201 al Contratista LPG. (Loop de Control)	D	D	D	D	D	Considerar se habilite el cierre de la válvula VBE-201 al registrarse alta presión de succión en las bombas BA-201/BA-202/BA-203/BA-204.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R88	301	301.5.2	Falla de cierre total en la válvula MOV-200, durante la expedición del LPG al ducto de PEMEX.	D	D	D	D	D	Considerar se habilite el cierre de la válvula VBE-701 al detectar alta presión en los transmisores indicadores de presión PIT 212/PIT-222/PIT-232/PIT-242.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R89	301	301.5.3	Mala operación abriendo la válvula V-263 en el by pass de las válvulas de presión (PV-215/PV-225), durante el recibo de LPG.	D	D	D	D	D	Considerar se habilite el cierre de la válvula VBE-201 al registrarse alta presión de succión en las bombas BA-201/BA-202/BA-203/BA-204.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R90	301	301.5.4	Falla en la integridad del sello de la válvula MOV-200, durante la expedición de LPG.	D	D	D	D	D	Considerar se habilite el cierre de la válvula VBE-701 al detectar alta presión en los transmisores indicadores de presión PIT 212/PIT-222/PIT-232/PIT-242.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
R91	501	501.1.2	Mala operación abriendo el By pass del patín regulador de presión PV-710/PV-720.	D	D	D	D	D	Revisar la necesidad de tener el by pass para el patín regulador de presión PV-710/PV-720 y el diámetro más adecuado para este. En el caso de ser necesario el by pass para el patín regulador de presión PV-710/PV-720, considerar que al menos una válvula tenga un posicionador de carrera y/o una figura ocho. Asegurarse que en el manual de operación se especifique que se tenga bloqueado con candado este by pass para el patín regulador de presión PV-710/PV-720.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R92	501	501.1.3	Cierre de cualquier válvula aguas a bajo del nodo 501.	D	D	D	D	D	La lógica de operación del Control Distribuido deberá contemplar el permisivo del sistema cuando alguna válvula que está indicada en el sistema no esté alineada. El manual de operación debera establecer el correcto posicionamiento de las válvulas manuales. El manual de operación deberá incluir el procedimiento de etiquetado, bloqueo con candado (Procedimiento LOTO).	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R93	501	501.2.1	Falla en cualquier elemento del loop LIC-620 del tanque	D	D	D	D	D	Habilitar una alarma por alto nivel en el transmisor indicador de nivel LIT 621.	X. Control de actividades y procesos. II. Identificación de peligros y	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
			separador de agua libre TA-602.						Actualizar toda la información referente al tanque separador de agua libre TA-602 en el DTI: FR48-GMGEN-PR-PID-11027.	análisis de riesgos		
R94	501	501.2.3	Cierre inesperado de la válvula VBE-601.	D	D	D	D	D	Verificar que en operación normal se tiene considerado que ambas válvulas VBE-601 y MOV-700 estén abiertas como permisivo.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R95	501	501.3.1	Falla en cualquier elemento del lazo de control de Nivel LIT-620 del tanque separador de agua libre TA-602.	D	D	D	D	D	Definir el protocolo de apertura de válvula VBE-601 cuando se tenga nivel intermedio en la pierna del tanque separador de agua libre TA-602. (En la operación de arranque).	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R96	501	501.6.1	Saturación de los cartuchos en tanque separador de agua libre TA 602 produciendo alta presión diferencial.	D	D	D	D	D	Actualizar el DTI FR48-GM-GEN-PR-PID-11027, incluyendo la alarma de alta, y alta alta, presión diferencial en el tanque separador de agua libre al DCS. Considerar la inclusión de una válvula de bloqueo manual para labores de mantenimiento entre la figura ocho y la válvula check en la línea de salida del producto (16"-LPG-072-T-D01T1) del tanque separador de agua libre TA- 602. Actualizar toda la información para la instrumentación del tanque separador de agua libre TA-602 en el DTI FR48-GM-GEN-PR-PID-11027. Se debe evaluar la forma de recuperar/manejar el producto	X. Control de actividades y procesos. II. Identificación de peligros y análisis de riesgos	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
									cuando se saque a mantenimiento el tanque separador de agua l bre TA-602, indicarlo en el manual de mantenimiento.			
R97	501	501.8.1	Falla en cualquier elemento del lazo de control LIT-621.	D	D	D	D	D	Considerar la factibilidad de programar la función de seguridad (Cierre VBE-601, VBE-701) en el LIT-621.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R98	601	601.1.1	Falla del controlador de presión aguas arriba PV-710, PV-720	D	D	D	D	D	Indicar la trayectoria del SIS en PID, PT-6031. Quitar la VBE-701 del PID FR84-004-D006-0088, pagina 9, y reportar a planta cerrado el SIS de la VBE-701 (FR84-GM-GEN -PR-PID-11026)	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R99	603	603.1.1	Mal funcionamiento de válvula de control de presión FV-6052	D	D	D	D	D	Instrucciones de Operación	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R100	603	603.1.2	Cierre de alguna de las válvulas del calentar CF-601 aguas abajo	D	D	D	D	D	No hay recomendación			
R101	603	603.1.4	Paro de las bombas de reciclaje BA-601 A/B	D	D	D	D	D	No hay recomendación			
R102	603	603.1.6	Desconexión inesperada entre la producción y regenración	D	D	D	D	D	No hay recomendación			
R103	603	603.3.1	Malfuncionamiento de las bombas de la válvula	D	D	D	D	D	No hay recomendación			

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
			de control de flujo FV-6077									
R104	603	603.3.2	Fuga por corrosión en la bobina del calentador CF-601	D	D	D	D	D	Actualizar matriz causa-efecto considerando la protección de flujo a la salida del calentador FT-6011 Actualizar la matriz Causa-Efecto considerando la válvula de purgado gas combust ble XV-6016 XV-6017. Revisar el plan de protección contra corrosión del calentador CF-601 con 3l provee3dor.	X. Control de actividades y procesos. II. Identificación de peligros y análisis de riesgos	ASSE	Implementado
R105	603	603.4.2	Mal funcionamiento de la bomba de control de flujo FV-6077.	D	D	D	D	D	No hay recomendación			
R106	603	603.7.2	Mal funcionamiento del control de temperatura del calentador	D	D	D	D	D	Corregir la indicación en BMS y Controlado por transmisores de temperatura TIC-6014 y el TIC-6015 en el PID FR48-003-D088 pagina 11.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R107	603	603.7.3	Cierre de las válvulas de seguridad VBE-6015, VBE-6014.	D	D	D	D	D	No hay recomendación			
R108	603	603.8.1	Mal funcionamiento del calentador CF-601	D	D	D	D	D	No hay recomendación			
R109	603	603.8.4	Purga de la XV-6013	D	D	D	D	D	No hay recomendación			
R110	603	603.1.1.1	Cierre del ventilador desde el calentador CF-	D	D	D	D	D	No hay recomendación			

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
			601									
R111	603	603.1.2.1	Mal funcionamiento de la válvula de control de presión FV-6052	D	D	D	D	D	Aplicar pruebas periódicas a sistemas de combustión. Checar si el cantador de fuego CF-601 requiere a CEMS.	XIV. Monitoreo, Verificación y evaluación	ASSE	Implementado
R112	604	604.1.2	Paro de las bombas de reciclaje de LPG BA-601 A/B	D	D	D	D	D	No hay recomendación			
R113	605	605.1.1	Cierre de la válvula de descarga FV-6077	D	D	D	D	D	No hay recomendación			
R114	605	605.2.2	Colador tapado en las bombas BA-601 A/B	D	D	D	D	D	Eliminar la tabla de nivel de liquido en el tanque TA-601 y PID-FR48-003-D06. 088 hoja 12	XII. Seguridad de contratista	ASSE	Implementado
R115	605	605.4.1	Mal funcionamiento de la válvula de control FV-6052	D	D	D	D	D	No hay recomendación			
R116	605	605.5.2	Falla de la bomba BA-601 A o B	D	D	D	D	D	No hay recomendación			
R117	801	801.1.4	Incremento del flujo de LPG inyectado a la caverna.	D	D	D	D	D	Establecer los límites permisibles de las variables para la operación dentro del manual de operación.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R118	801	801.4.3	Pérdida de sello líquido en el paquete de deshidratación Consider closing VBE-6073 upon PSHH-507 (PIT-507).	D	D	D	D	D	Considerar el cierre de VBF-6073 una vez que se modifique PSHH-507	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
			Contratista TA- 601.									
R119	801	801.9.1	Mala operación abriendo alguna purga en la línea de salmuera.	D	D	D	D	D	Plan de mantenimiento e inspección. Acción operativa de llenado de la línea de manera continua o cada vez que lo requiera las condiciones de empaquetamiento. Considerar el análisis para el cambio de la línea de acero al carbón por polietileno HDPE.	X. Control de actividades y procesos. II. Identificación de peligros y análisis de riesgos	ASSE	Implementado
R120	901	901.1.1	Cristalización en cualquier punto de la línea de succión de las bombas BA-501/BA-502/BA-503.	D	D	D	D	D	Asegurar que en el procedimiento de operación se establezcan los periodos de inyección de agua de servicio a las líneas.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R121	901	901.1.4	Cristalización en la línea de recirculación de la bombas BA-501/BA-502/BA-503.	D	D	D	D	D	Actualizar el DTI FR48-GM-GEN-PR-PID-11025 indicando las alarmas por bajo flujo FAL-510, FAL-520, FAL-530 y paro de Bombas FSLL-510, FSLL-520, FSLL-530.	X. Control de actividades y procesos. II. Identificación de peligros y análisis de riesgos	ASSE	Implementado
R122	901	901.3.1	Mala operación abriendo la válvula MOV-504 en el momento de estar bombeando hacia el pozo.	D	D	D	D	D	Considerar implementar la acción de paro de bomba BA-501/BA-502/BA-503, por alto flujo detectado en el transmisor indicador de flujo FIT-510/FIT-520/FIT-530.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
R123	901	901.9.1	Daño físico por golpe mecánico en la geomembrana.	D	D	D	D	D	Definir la operación de los LSL-511/LSL-513/LSL-521/LSL-523 ubicados en los pozos o registros de inspección.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
									Definir en el manual de operación la frecuencia de inspección de los pozos. Considerar la construcción de un dispositivo para el muestreo del manto freático de la zona de influencia.			
R124	1001	1001.2.1	Mala operación de cualquier válvula de purga (en abierto)	D	D	D	D	D	El manual de operación deberá incluir el procedimiento de etiquetado, bloqueo con candado (Procedimiento LOTO).	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
125	1201	1201.5.1	Alto flujo de desfogue líquido	D	D	D	D	D	Completar el diseño del sistema de desfogue considerando el envío de un alto flujo de líquido. (DTI-FR48-GM-GEN-PR-PID-11031, ya que no se especifican los diámetros de líneas y cabezal de desfogue). Considerar el paro por alto alto nivel LSHH-400 del transmisor indicador de nivel ubicado en el tanque SP-400, con la acción de cierre de todas las VBE de la instalación y especificarlo en la matriz de causa y efecto. Considerar la implementación de un medidor de flujo de gas en la línea de descarga del tanque SP-401 a quemador elevado QG-401.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
126	1301	1301.5.1	Taponamiento del filtro que se encuentra en la boquilla de entrada del quemador (Ver Plano	D	D	D	D	D	Verificar que el filtro que se muestra en el plano del proveedor FR48-052-D02-0026 se encuentra en sitio y está incluido en el programa de	XIV. Monitoreo, Verificación y Evaluación	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
			FR48-052-D02-0026).						mantenimiento de equipos.			
127	1301	1301.5.3	Taponamiento de cualquiera de los filtros ST-0010/ST- 0011	D	D	D	D	D	Verificar que en el programa de mantenimiento a equipo se encuentre incluida la limpieza a los filtros ST-0010 y ST-0011.	XIV. Monitoreo, verificación y evaluación	ASSE	Implementado
128	1301	1301.5.4	Mala operación cerrando cualquiera de las válvulas manuales del circuito de gas combust ble a pliotos del quemador.	D	D	D	D	D	Analizar la acción derivada del apagado de los pilotos que genere un corte de flujo de gas combustible a los pilotos del quemador de fosa QG-002. Incluir las válvulas manuales dentro del sistema LOTO.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
129	1301	1301.8.2	Corrosión localizada en el tubo del sello hidráulico.	D	D	D	D	D	Verificar en el programa de integridad mecánica y de inspección periódica que se encuentra incluido el sello hidráulico. Actualizar el DTI FR48-GM-GEN-PR-PID-11021 de tal forma que este de acuerdo al DTI del proveedor FR48-052-D06-0033. Considerar eliminar la válvula V045 a la salida del sello hidráulico (ver FR48-GM-GEN-PR-PID-11021)	X. Control de actividades y procesos XIV. Monitoreo, verificación y evaluación	ASSE	Implementado
130	1401	1401.1.4	Mala operación cerrando cualquier válvula manual desde el tanque de combust ble SC-751 hasta la válvula V 783 no enviando gas a pilotos de desgasificador de	D	D	D	D	D	Verificar que se realice el cambio de nomenclatura de los detectores de flama BA-510/BA-520 para evitar confusión con la nomenclatura de las bombas de salmuera.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
			salmuera DG- 501/DG-502.									
131	1401	1401.1.5	Apagado de la alimentación del calentador por cierre de válvulas VBE-752, XV-787	D	D	D	D	D	Considerar por separado el suministro principal de gas a los pilotos y principal al CF601 (recomendación operativa)	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
132	1401	1401.1.6	Apagado de la bomba BR-751	D	D	D	D	D	Considerar por separado el suministro principal de gas a los pilotos y principal al CF601 (recomendación operativa)	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
133	1401	1401.1.7	Mal funcionamiento del calentador CE-751	D	D	D	D	D	No hay recomendación			
134	1401	1401.2.3	Mal funcionamiento de válvula de control TV-6005	D	D	D	D	D	No hay recomendación			
135	1401	1401.3.1	Mal funcionamiento de la válvula de controlmde nivel en CE-751 LV-790 A/B	D	D	D	D	D	Revisar la matriz de seguridad SIS entorno al paquete de acondicionamiento de gas	XIV. Monitoreo, verificación y evaluación	ASSE	Implementado
136	1501	1501.1.1	Mala operación cerrando cualquier válvula manual de 10" a la entrada del tanque TV-801/TV-802.	D	D	D	D	D	El manual de operación deberá incluir el procedimiento de etiquetado, bloqueo con candado (Procedimiento LOTO).	X. Control de actividades y procesos.	ASSE	Implementado
137	1501	1501.1.2	Mala operación cerrando cualquier válvula manual de 20" a la salida del tanque TV-801/TV-802 o	D	D	D	D	D	El manual de operación deberá incluir el procedimiento de etiquetado, bloqueo con candado (Procedimiento	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado

No.	Escenario de Riesgo			Nivel de riesgo					Recomendación	Elemento del SASISOPA	Responsable	Status
	ID Nodo	Clave de escenario	Descripción del escenario	Dp	Dpo	DA	Dpd	DI				
			en la succión de las bombas BA-801/BA-802.						LOTO).			
138	1501	1501.1.4	Mala operación cerrando cualquier válvula manual en la descarga de las bombas o el cabezal de la red contra incendio.	D	D	D	D	D	El manual de operación deberá incluir el procedimiento de etiquetado, bloqueo con candado (Procedimiento LOTO).	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
139	1501	1501.3.1	Rotura catastrófica del cabezal de succión de las bombas Considerar instalar una protección en el diseño civil de Contratista contraincendio BA-801/BA-802.	D	D	D	D	D	Considerar instalar una protección en el diseño civil de la plataforma para ubicación de tanques TV-801/TV-802 y cabezal de succión de las bombas contra incendio BA-801/BA-802.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
140	1501	1501.8.1	Falla de válvula operada con flotador.	D	D	D	D	D	Considerar un acceso o una entrada hombre en el tanque TV-801/TV-802 para el mantenimiento del flotador.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
141	1601	1601.1.3	Rotura de la línea entre la zona de trampas de diablos y la zona de proceso por maquinaria pesada.	D	D	D	D	D	Considerar la posibilidad de implementar una alarma por alto flujo en el suministro de gas.	X. Control de actividades y procesos	ASSE	Implementado
142	1601	1601.10.1	Rec bo de gas suministrado por pipa, con alto contenido de humedad.	D	D	D	D	D	Incluir en el programa de verificación periódica el drenado del tanque SC-751.	XIV. Monitoreo, verificación y evaluación	ASSE	Implementado

Cabe señalar que en cumplimiento al artículo 30 de las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los sistemas de administración de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente aplicables a las actividades del sector hidrocarburos que se indican, piublicadas en el Diario Oficial de la Federación el 13 de mayo de 2016, el cual señala que:

> ***Artículo 30.*** *El Regulado deberá realizar, por lo menos, cada dos años una auditoría ejecutada por un auditor externo, conforme a las Disposiciones de carácter general que para tal efecto emita la Agencia.*
>
> *En un plazo de veinte días hábiles posteriores al cierre de la auditoría, deberá presentar el informe y el plan de atención a los hallazgos registrados. Tanto el informe de auditoría externa, como el plan de atención de hallazgos, deberán estar firmados por la máxima autoridad del Proyecto del Regulado.*

En este sentido, ASSE el 14 de enero de 2020, presentó ante la Dirección General de Gestión de Procesos Industriales de la Unidad de Gestión Industrial de la ASEA el primer informe de auditoría al Sistema de Administración autorizado, el cual estaba conformado por:

- Lista de verificación de la auditoria a la operación y desempeño del sistema de administración autorizado para las actividades del sector hidrocarburos.
- Informe de la Auditoria.
- Acta de verificación de la auditoria al sistema de administración.
- El plan de hallazgos del sistema de administración.

Para lo cual se trasncriben los hallazgos y las fechas compromisos para su cumplimiento.

Tabla 105. Programa calendarizado para el cumplimiento de los hallazgos de la auditoria externa al sistema de administración autorizado.

Elemento	Puntos	Análisis causa raíz	Acciones para la atención	Fecha compromiso	Recursos asignados
II.- Identificación de peligros y análisis de riesgo	1.7, 1.8 y 2	Desconocimiento en la actualización de los requerimientos legales aplicables, se realizará una difusión a todo el personal de la instalación de las normas actualizadas y se realizará un programa establecido de periodicidad	Se actualizará el procedimiento, tomando en cuenta los análisis de riesgos e identificación de peligros en todas las actividades rutinarias y no rutinarias, así como las capacidades físicas y otros factores humanos, que puedan ocasionar situaciones que no son controladas por la organización pero que pueden ocasionar daños a la instalación, al personal y al medio ambiente.	Octubre 2020	Personal para realizar la actualización de los requerimientos legales y un monto estimado para estudios de requerimientos legales aplicables
V.- Funciones, responsabilidades y autoridad	1.3 y 1.4	Desconocimiento en la actualización de las dags del sistema de administración y normas aplicables, se realizará difusión de las actualizaciones a todo el personal.	Se actualizarán formatos y el instructivos, para la coordinación interna de los trabajos para subsanar cualquier irregularidad o incumplimientos a las normas internas o externas, de igual manera para que exista una comunicación efectiva con la agencia al momento de dar aviso de cualquier riesgo critico que pueda comprometer la seguridad de la instalación.	Noviembre 2020	Personal para la actualización e implementación de los procedimientos aplicables.
VI.- Competencia, capacitación y entrenamiento	2, 4.2 y 4.3	Alta rotación de personal en la instalación y falta de seguimiento, se realizará la actualización del procedimiento y un programa de las necesidades de capacitación del personal.	Se realizará las bases para la actualización del instructivo, esto para asegurar la competencia del personal, sus necesidades de conocimiento para operar, mantener equipos, la capacitación en base a las necesidades del puesto y el reentrenamiento cuando existan actualizaciones o cambios en la reglamentación, procedimientos, normas etc.	Noviembre 2020	Se asignará una suma estimada para la capacitación interna y externa del personal con respecto a us necesidades.

Elemento	Puntos	Análisis causa raíz	Acciones para la atención	Fecha compromiso	Recursos asignados
IX.- Mejores prácticas y estándares	3 y 4	Falta de comunicación y seguimiento a los instructivos y procedimientos del área de proyectos, así como la rotación de personal involucrado en la administración de la información.	Se actualizará el procedimiento donde se establecerá un mecanismo para la administración de la información referente a la tecnología, equipos, diagramas, inventarios, planos eléctricos, mecánicos y de instrumentos, sistemas de desfogue, quemadores, etc. Asegurando el cumplimiento de los estándares nacionales e internacionales.	Diciembre 2020	Personal para la actualización e implementación de las mejores prácticas y estándares.
X.- Control de actividades y procesos	1 y 8	Desconocimiento de los lineamientos del sistema de administración por las diversas áreas operativas de la instalación, se realizará la difusión correcta de las Dags aplicables al sistema de administración.	Se establecerán mecanismos para identificar las necesidades de contar con procedimientos, instructivos, para la protección al medio ambiente, respuesta a emergencias, los mantenimientos, tomando en consideración la evaluación de impactos, riesgos o peligros, tomando en cuenta los requerimientos legales aplicables y la difusión a todo el personal.	Octubre 2020	Personal para realizar la actualización de los procedimientos e instructivos.
XI.- Integridad mecánica y aseguramiento de la calidad	1.2 y 1.3	Desconocimiento de los requerimientos legales aplicables, así como los lineamientos del sistema de administración y la alta rotación del personal en el área que administra la información, se les difundirá la actualización de los requerimientos aplicables a la instalación y el seguimiento en la actualización de los instructivos y procedimientos aplicables.	Se realizará un mecanismo para la administración de los equipos, sus mantenimientos, certificaciones, para que la información este actualizada y al alcance del personal, para conocer la integridad de los mismos.	Diciembre 2020	Personal para la actualización e implementación de los procedimientos e instructivos y un monto estimado para la capacitación del personal, así como las certificaciones aplicables.

Elemento	Puntos	Análisis causa raíz	Acciones para la atención	Fecha compromiso	Recursos asignados
XII.- Seguridad de contratistas	4	Falta de comunicación y seguimiento en la actualización de los procedimientos e instructivos aplicables para personal externo dentro de la instalación, se realizará una difusión de las Dags aplicables, así como la actualización de los documentos implementados.	Se actualizarán los formatos y el procedimiento, donde se establecerán mecanismos para la evaluación periódica y mejora continua a través de programas, entrenamiento, estrategias para el desempeño en seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicio y proveedores, para que adopten el sistema de administración.	Noviembre 2020	Personal para la actualización y difusión de los requerimientos aplicables dentro de la instalación.
XV.- Auditorias	3	Falta de seguimiento a los lineamientos establecidos por los instructivos y procedimientos en la instalación, se realizará la actualización de estos y la difusión a todo el personal.	Se actualizarán los formatos y el procedimiento, se establecerán mecanismos para la difusión de las auditorias y los resultados, así como los hallazgos encontrados.	Diciembre 2020	Un monto estimado para la capacitación del personal en las auditorias internas y externas, así como personal para la actualización y difusión de los procedimientos e instructivos.
Anexo III, XXI Requisitos legales	Punto 1, inciso a, b y c	Desconocimiento de la actualización de las. Normas y requerimientos legales que le aplican a la instalación, se realizará un programa de seguimiento para la actualización periódica de los rqeuerimientos legales, así como la difusión a las diferentes áreas.	Se actualizarán los formatos y el procedimiento de los requerimientos legales nacionales e internacionales, considerando los riesgos, aspectos e impactos ambientales, como las autorizaciones, las licencias u otros trámites en las que este suscrito la instalación.	Noviembre 2020	Personal para la actualización de todos los requerimientos legales aplicables en la instalación, modificación de procedimientos y un monto estimado para el cumplimiento de los mismos.

Elemento	Puntos	Análisis causa raíz	Acciones para la atención	Fecha compromiso	Recursos asignados
Anexo III, XXI Requisitos legales	Punto 3, inciso a, b y c	La falta de actualización y seguimiento a los procedimientos establecidos, se realizará un programa de seguimeinto a la actualización de los requerimientos legales, así como los formatos su evaluación periódoca del cumplimiento de los mismos.	Se actualizarán los formatos y el procedimiento de requerimientos legales, tomando como criterio una evaluación periódica para asegurar el cumplimiento de los requerimientos legales y otros ya sean nacionales e internacionales, como la metodología empleada, periodicidad de la evaluación, un programa de atención a los hallazgos, así como el seguimiento y cierre de dichas observaciones.	Noviembre 2020	Personal para la actualización de los procedimientos e instructivos, así para la difusión de los requerimientos legales.
Anexo III, Elemento XXIV Competencia, capacitación y entrenamiento	Punto 6	La falta de actualización y seguimiento al procedimiento establecido para la capacitación del personal, se realizará la actualización y adecuación de las necesidades del personal para poder evaluar el cumplimiento, la periodicidad y las evaluaciones para establecer un estándar medible.	Se actualizará los formatos y el procedimiento de capacitación, donde se realizará una evaluación periódica del personal sobre la eficiencia de la capacitación, entrenamiento y reentrenamiento del personal que labora dentro de la instalación, así como la actualización del programa de capacitación con respecto a las necesidades encontradas.	Diciembre 2020	Personal para la actualización de los procedimientos aplicables y la difusión de los mismos.
Anexo III, Elemento XXVIII Control de actividades y procesos	Punto 6	Falta de desconocimiento de los requerimientos legales aplicables, así como la falta de seguimiento de estos, la falta de actualización de los procedimientos en el manejo de información, se realizará una difusión del manejo de la informacióna todo el personal, así como la actualización de los instructivos y procedimientos.	Se actualizarán los formatos y el procedimiento de lineamientos del SASISOPA, donde se considerará el cumplimiento de las especificaciones del diseño en los instructivos, procedimientos y capacitación del personal de las diferentes áreas, así como su difusión de los mismos, el mantenimiento a los equipos de emergencia, el seguimiento de las recomendaciones y cierre de los análisis de riesgo, así como el de la	Diciembre 2020	Personal para la actualización y difusión de los procedimientos e instructivos aplicables.

Elemento	Puntos	Análisis causa raíz	Acciones para la atención	Fecha compromiso	Recursos asignados
			administración de cambios.		
Anexo III, Elemento XXXII Monitoreo, verificación y evaluación	Puntos 1, 2 incisos a, b, c, d, e, f, g, h; 3, 3 inciso a, b, c, d y e, 4	Falta de actualización y seguimiento del procedimiento para la evaluación del sistema de administración, se realizará una actualización proponiendo estándares medibles para la evaluación periódica del sistema en global y su difusión a todo el personal para conocer los estándares establecidos.	Se actualizará el procedimiento de auditorias al SASISOPA y los formatos, para darle el cumplimiento de evaluar al sistema y donde se establezcan criterios de evaluación del desempeño cumpliendo con lo establecido en la política, metas y objetivos requerimientos legales, etc, dándole seguimiento y cierre a los hallazgos que se encuentren durante la evaluación del mismo.	Diciembre 2020	Personal para la actualización y difusión de los procedimientos e instructivos y un monto estimado para las evaluaciones por una tercería del sistema de administración.

4.7.- Conclusiones y recomendaciones

HAZID

Se realizó el análisis de identificación de peligros HAZID para la instalación sistema de almacenamiento subterráneo de gas SHALAPA, ubicado en Ixhuatlan del Sureste, Veracrúz, basándose en un régimen de categorización de riesgo tolerable y riesgo no tolerable de la normatividad aplicable en instalaciones de PEMEX.

Cada recomendación resultado de la aplicación de la metodología HAZID fue revisada cuidadosamente para asegurarse que tiene como objetivo fortalecer las capas de protección en las etapas de diseño, construcción y operación de la instalación. Sera necesario que tanto cliente como empresas involucradas en cada etapa del proyecto acaten su cumplimiento y registro de las mismas para poder crear un sistema de administración que vigile y cumpla las normativas nacionales, brindando trazabilidad de las mismas.

Es importante mencionar, cuando sea necesario se debe reforzar los mecanismos de mejora propuestos en el apartado donde se numeraron las recomendaciones resultantes para las diferentes etapas de diseño, construcción y operación, esto resulta esencial para identificar los peligros y administrar los riesgos del sitio de trabajo de manera externa e interna de la instalación de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa.

De forma general, cabe mencionar que la instalación de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa, está considerando las medidas necesarias de seguridad para prevenir los riesgos inherentes a las instalaciones y mitigar sus posibles consecuencias.

HAZOP Y CONSECUENCIAS.

El sistema de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa, ubicada en Ixhuatlan del Sureste, Veracrúz, propiedad de CYDSA, empresa comprometida con la seguridad y calidad de los procesos, cumpliendo en el ámbito federal e internacional los estándares de revisión en materia normativa que les permite tener procesos seguros en los rubros de ingeniería, diseño, construcción, administrativos y operativos.

A su vez demostró tener contemplado en el diseño de su instalación sistemas de mitigación y control de emergencias efectivos para la ocurrencia de eventos no deseables con características de daños por radiación y sobrepresión. Los principales sistemas pasivos como activos ubicados dentro de la instalación son los siguientes:

- Sistema de paro por emergencia (SIS)
- Red contra incendio
- Sistemas de monitoreo de las variables de control del proceso (SCD)
- Sistemas de monitoreo y actuación Fire and Gas
- Válvulas relevadoras de presión (PSV)
- SASISOPA autorizado

Bajo revisión de lo anterior se realizó el análisis semi-cuantitativo por análisis de consecuencias, que nos ofreció un umbral de afectaciones máximas que podrían ocurrir en caso de presentarse algunos escenarios por fuego y sobrepresión, resultando los radios de afectaciones para los rubros personal, población, medio ambiente y daños a las instalaciones que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 106. Escenarios simulados y resultados

Datos Generales del escenario		Zonas Intermedias de Salvaguarda											
		Toxicidad	Radiación Térmica										
			Jet Fire (Chorro de fuego)			Fire Ball (Bola de Fuego)			Flash Fire (Flamazo)		Explosión (Sobrepresiones)		
	Descripción	ZAR IDLH (100 ppm)	ZA 1.4 kw/m²	ZAR 5 kw/m²	ZDF 12.5 kw/m²	ZA 1.4 kw/m²	ZAR 5 kw/m²	ZDF 12.5 kw/m²	LFL	0.5 LFL	ZA 0.5 psi	ZAR 1.0 psi	ZDF 2.0 psi
	uga de LPG en la unión bridada de línea de 24" que entrega de la verna a PEMEX LPG ducto.	------	161.2	108.1	87.29	------	------	-----	102.6	228.5	334.6	282.1	255.7
	uga de LPG en la unión bridada en descarga de la bomba BA-201.	------	126.1	84.7	68.55	------	------	-----	59.14	152.5	227.7	192.1	174.2
	uga de LPG en el área de piletas de lmuera.	------	------	------		------	------	------	104	138.5	Early ignition 267.2	Early ignition 144.8	Early ignition 83.24
											Late ignition 318.9	Late ignition 217.3	Late ignition 170
	uga de LPG en la cubeta de la ampa de diablos por poro de rrosión.	------	260.8	174.3	140.1	------	------	------	216	384.6	598.3	498.3	448

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

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

Datos Generales del escenario		Zonas Intermedias de Salvaguarda										
		Toxicidad	Radiación Térmica									
			Jet Fire (Chorro de fuego)			Fire Ball (Bola de Fuego)			Flash Fire (Flamazo)		Explosión (Sobrepresiones)		
	Descripción	ZAR IDLH (100 ppm)	ZA 1.4 kw/m²	ZAR 5 kw/m²	ZDF 12.5 kw/m²	ZA 1.4 kw/m²	ZAR 5 kw/m²	ZDF 12.5 kw/m²	LFL	0.5 LFL	ZA 0.5 psi	ZAR 1.0 psi	ZDF 2.0 psi
	ga de LPG en el patín de medición r poro de corrosión.	------	105.7	71.62	57.93	------	------	------	59.8	136.4	203.1	169.6	152.8
	ptura catastrófica de la línea de " del patín de medición.	------	1,390	967	788.9	1,067	581.6	356.3	856.9	1,039	Early ignition 859.2	Early ignition 465.5	267.6
											Late ignition 1318	Late ignition 1118	1,042
	ptura catastrófica de la línea de " en límite de interconexión de MEX gasoducto hacia la caverna	------	1,902	1,338	1,097	1,067	581.6	356.3	984.1	1,203.6	Early ignition 859.2	Early ignition 465.5	267.6
											Late ignition 2,708	Late ignition 2,700	2,696

Del análisis de los resultados podemos determinar que los eventos 1, 2, 3 y 4 son considerados los casos más probables de los análisis HazOp realizados para el sistema y presentan un amplio catálogo de riesgos en diferentes áreas de la instalación de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa y el área de trampas de diablos de envío-recibo de PEMEX, es importante considerar las recomendaciones de los estudios hazop para minimizarlos hasta niveles de riesgo aceptables y poder mitigar los posibles puntos de falla sensible de los equipos involucrados.

En los eventos 1 y 4, se ve posiblemente involucrada la integridad de las líneas de cableado de CFE al presentar ondas de presión resultante de explosiones en el área de las trampas de diablos y ducto de 24 "propiedad de PEMEX.

El evento 4 incluso podría afectar zonas aledañas como desgasificador DG-501-502, tanques y piletas de salmuera, tocando las bardas perimetrales y alertando a la comunidad por ruidos y olores.

El evento 2 en área de bombas BA-202 tiene afectaciones importantes en las áreas de los tanques de salmuera diluida y salmuera saturada, ocasionando deformidades en su integridad mecánica. El cuarto de control presentará afectaciones en sus paneles, estructuras civiles y posiblemente en plafones que podría caer durante la asimilación del evento, en este evento no se rebasan los límites de batería de la instalación.

El evento 3 toma un inventario de fuga base de 1000 kg resultado de posibles filtraciones o escapes de LPG en el área de piletas de salmuera, demostró que posterior a la salida de la vena conductora del origen de la fuga el LPG entrara en una fase de igualación a las condiciones atmosféricas referenciando una nube puntual que tiene afectaciones importantes en el área de desgasificación.

El caso alterno del análisis se menciona como evento 5, este escenario es una fuga muy común en áreas donde la humedad del ambiente es mayor a un 70% por lo que al no ser representado como probable por su frecuencia HazOp se toma a partir de consecuencia esperada en el patín de medición, el evento es de magnitudes locales al no rebasar los límites de batería de la instalación.

Los análisis de los eventos 6 y 7 nacen del concepto de evaluación de los peores casos los cuales no necesitan un origen razonable simplemente suceden, pero esto también deja abierto a que su probabilidad de ocurrencia sea remota, por lo cual deben ser considerados con una tendencia a mejoras continuas de operación y seguridad del centro de trabajo, más que con carácter de exigencias legislativas fuera de los contextos de nivel de riesgo tolerable y riesgo no tolerables bajo el cual se rige el sistema de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa.

Con base en el contexto anterior el análisis de los peores caso mencionados como ruptura

catastrófica de la línea de 16" del patín de medición aguas arriba de la válvula PV-710/720 y ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna, deberán ser considerados e incluidos dentro del plan de respuestas de emergencia de las trampas de diablos de recibo-envió del gasoducto de 24" y la instalación de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa, tomándose en cuenta los siguientes parámetros: tiempos de respuestas en la atención del evento, rutas de evacuación de las instalaciones mencionadas, revisión del inventario de recursos con el que se cuente para poder dar atención al evento, la capacidad de cierre del sistema de válvulas de aislamiento, correcto funcionamiento de la red contra incendio, así como la adecuada capacitación del personal en materia de emergencias industriales, por último en caso de tener asentamientos humanos en las cercanías se deberá notificar a la comunidad la condición de peligro existente en las áreas compartidas al límite de batería.

Para concluir a juicio de experto y después de realizarse una interacción de variables como probabilidad de ocurrencia, material bajo estudio, ubicación dentro del límite de batería condiciones de operación y radios de afectación; se determina que el evento 1 nombrado fuga de LPG en la unión bridada de la línea de 24" que entrega de la caverna a PEMEX LPG ducto, presentaría la afectación de mayor magnitud real para la instalación de almacenamiento subterráneo de gas LP Shalapa y el evento 4 Fuga de LPG en la cubeta de la trampa de diablos por poro de corrosión presentaría la afectación de mayor magnitud real para el área de trampas de diablos recibo-envió de PEMEX gasoducto de 24".

LOPA + SIL.

De acuerdo al análisis de riesgos realizado al sistema de almacenamiento subterráneo de Gas LP en Shalapa Veracrúz, los casos que se analizaron, se seleccionaron en función de la lista emanada de análisis de riesgos, el cual clasifica los escenarios de acuerdo al nivel de riesgo generado.

a. En 47 escenarios, que representan el 77% del total analizados, no se requiere la instalación de una capa de protección independiente adicional y mucho menos de una función instrumentada de seguridad, debido a que con las capas de protección independientes localizadas, es suficiente para mantener el nivel de riesgo en tolerable.

b. En 14 escenarios (ver resultados y conclusiones capítulo 8 numeral 8.1 de este estudio), que representan el 23% del total analizados, se hacen recomendaciones para alcanzar la frecuencia objetivo.

c. La PFD requerida para alcanzar la frecuencia objetivo de los 14 escenarios mencionados,

será la que resulte de aplicar el absoluto del logaritmo de la PFD faltante para llegar a la frecuencia objetivo. El valor requerido de PFD para cada capa de protección independiente adicional, deberá alcanzar un valor de por lo menos PFD = 1.0E-01 por cada CPI adicional.

VERIFICACIÓN SIL.

Para el sistema de almacenamiento subterráneo de Gas LP en Shalapa, se determinó el SIL de 59 Funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS), concentradas en el Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS).

Para 57 Funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS) que representan el 97%, el SIL objetivo de acuerdo al grado de riesgo es menor a 1 (SIL < 1); y para 2 FIS el SIL objetivo es SIL = 1, lo que representa el 3% del total de las FIS.

Para 57 Funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS), se alcanzan valores de $SIL_{calculado}$ 1 y SIL 2; solo para las FIS-53 y FIS-56 se obtuvo un valor de $SIL_{calculado}$ <1. Sin embargo la fracción faltante para alcanzar el FRR=10 para SIL 1 es mínima, se recomienda mantener la integridad de las FIS-53 y FIS-56, aumentado la frecuencia de mantenimiento y diagnósticos de los elementos que conforman el lazo de estas FIS.

SIL Calculado	No de FIS
No SIL	8 FIS
SIL 1	44 FIS
SIL 2	7 FIS

De acuerdo al análisis al nivel de Integridad de Seguridad (SIL) realizado se concluye que para mantener el proceso en un estado seguro frente a un elemento peligrosos se debe:

I. Aplicar de forma rigurosa los programas de mantenimiento a instrumentos y tubería, para asegurar la confiabilidad de la instalación.

II. Aplicar de forma rigurosa el programa de calibración de válvulas de seguridad, para asegurar la confiabilidad de los dispositivos de alivio de presión.

III. Aplicar de forma rigurosa el programa de mantenimiento preventivo de equipos de bombeo, para asegurar la confiabilidad de los sistemas de bombeo y cumplir con los programas de envío de Gas LP.

IV. Sensores de campo. Para NIS (SIL) 1 y NIS (SIL) 2, es necesaria la separación idéntica entre el sistema de control básico de proceso SCBP (BPCS) y el SIS para alcanzar la integridad de seguridad requerida. Para NIS (SIL) 3, la separación puede ser idéntica o diversa entre el sistema de control básico de proceso SCBP (BCPS) y el SIS para cumplir con la integridad de seguridad requerida.

V. Válvulas de cierre y control. Para NIS (SIL) 1, puede usarse una sola válvula para ambos sistemas SCBP (BPCS) y SIS, con la condición de que la tasa de falla, cumpla los requisitos de integridad de seguridad. El diseño debe asegurar que las condiciones del SIS prevalezcan sobre las acciones del SCBP (BPCS). Para NIS (SIL) 2, se requiere la separación idéntica entre SCBP (BPCS) y SIS, para cumplir el nivel de integridad de seguridad requerida. El uso de una sola válvula para SCBP (BPCS) y SIS requiere un análisis y revisión de seguridad ya que de lo contrario puede no cumplirse la integridad de seguridad requerida. Para NIS (SIL) 3, la separación debe ser idéntica o diversa entre el SCBP (BPCS) y SIS para alcanzar la integridad requerida.

Consideraciones adicionales para determinar los requisitos de una válvula son:

a) Los requerimientos de corte.

b) La experiencia de confiabilidad con la válvula

c) Los modos de falla de la válvula.

d) Procedimientos operativos que contribuyan a que la válvula sea menos efectiva.

VI. Procesador lógico. Para NIS (SIL) 1, la separación entre el sistema de control básico de proceso SCBP (BPCS) y SIS debe ser idéntica o diversa para logar la integridad de seguridad requerida. Para NIS (SIL) 2, se requiere separación diversa entre el sistema de control básico de proceso SCBP (BPCS) y el SIS para cumplir con la integridad de seguridad requerida. Para NIS (SIL) 3, debe existir una separación diversa entre el sistema de control básico de proceso SCBP (BPCS) y el SIS para cumplir con la integridad de seguridad requerida.

En algunos casos se requiere comunicación entre el sistema de gas y fuego y el SIS para reforzar la seguridad global. En el caso del sistema de gas y fuego y el SIS es bidireccional, sin embargo ente el SIS y SCBP (BPCS) deber ser unidireccional con comunicación únicamente del SIS hacia el SCBP (BPCS). Las formas básicas de comunicación externa

entre SCBP (BPCS) y el SIS aceptadas por esta norma son:

1. No hay comunicación externa de SCBP (BPCS) al SIS. Esto es aplicable para todos los NIS´s (SILs), pero si hay comunicación entre el SIS y el sistema de gas y fuego.
2. Comunicación por cable entre el SCBP (BPCS) y el SIS. Esto es aceptable para NIS (SIL) 1, y NIS (SIL) 2, pero el uso de este método para NIS (SIL) 3 requiere análisis y revisiones de seguridad adicionales.
3. Sólo lectura en la comunicación externa del SIS al SCBP (BPCS). Esto tipo de comunicación es aceptable para todos los NIS (SIL) siempre y cuando la revisión y el análisis asegure que el análisis no se compromete a la función de seguridad. Las medidas para protección de la escritura de la función de seguridad deben incluir:
    a. Contraseña (password) para limitar el acceso a la escritura.
    b. La aplicación de la función de seguridad del SIS en memoria de solo lectura ROM (Read Only Memory).
4. Comunicaciones externas lectura/escritura con protección a la escritura de la función de seguridad. Este tipo de comunicación es aceptable para NIS (SIL) 1 y 2, pero el uso de este método para NIS (SIL) 3, requiere análisis y revisiones adicionales de seguridad.
5. Comunicación externa de lectura/escritura con protección limitada o sin protección a la escritura la función de seguridad. El uso de este método es aceptable para NIS (SIL) 1. El uso de este método para NIS (SIL) 2 requiere análisis y revisiones de seguridad adicionales. No se debe usar de este método para NIS (SIL) 3.

4.8.- Resumen ejecutivo.

4.8.1.- Breve descripción del proceso.

Modo de Operación: Recepción de LPG del ducto.

El gas LP se recibe del LPG ducto de 24" propiedad de PEMEX, al entrar a la instalación se filtra en los filtros tipo canasta (FL-101/103), se mide en el sistema bi-direccional de medición (MC-101/103) y se inyecta en la caverna a través de las bombas centrifugas horizontales multi-etapa (BA-201/202/203/204).

Durante la recepción de LPG proveniente del ducto, la salmuera de la caverna es remplazada por el LPG. La salmuera se envía a los desgasificadores (DG-501/502) para remover el gas disuelto y

se almacena en las piletas de salmuera (ESA-501 A/B/C).

Modo de operación: Inyección de LPG de caverna a ducto.

La salmuera almacenada en las piletas (ESA-501 A/B/C) se inyecta a la caverna a través de la bombas centrifugas horizontales (BA-501/502/503).

El LPG desplazado por la inyección de salmuera a la caverna se envía a las válvulas reductoras de presión (PV-710/720) para hacer el ajuste de presión y pasa a través del coalescedor (TA-602) y a la unidad de deshidratación (SG-601) para cumplir con las especificaciones de PEMEX (contenido máximo de agua 18 ppm). Después se envía el LPG seco al sistema de medición bi-direccional (MC-101/103) antes de enviarlo al ducto de 24" propiedad de PEMEX.

Las operaciones de recepción de LPG del ducto, así como la inyección de LPG de la caverna al ducto son monitoreadas principalmente desde el cuarto de control de almacenamientos subterráneos del sureste, solamente las válvulas propiedad de PEMEX son controladas remotamente desde el SCADA de PEMEX.

Equipo controlado por SCADA de PEMEX con repetición en DCS.

Las operaciones de los diablos instrumentados (equipos instrumentados) son responsabilidad de PEMEX y las operaciones de recibo y envío son controladas por el sistema SCADA de PEMEX. El estatus de estas operaciones son replicadas en el DCS.

Solo cinco (7) válvulas de recibo (ver FR48-GM-GEN-PR-PID-11021) son controladas o monitoreadas por el sistema SCADA de PEMEX y su estado es replicado al DCS:

- Válvula de entrada HV-002 en línea 24"-LPG-036-ST-D02T1 aguas arriba de la trampa de diablos.
- Válvula de entrada XV-104 en línea 24"-LPG-038-ST-D02T1 aguas debajo de la trampa de diablos.
- Válvula de entrada XV-102 en línea 16"-LPG-002-ST-D01T1.
- By-pass XV-101 en línea 24"-LPG-040-ST-D02T1.
- Válvula de salida XV-103 en línea 16"-LPG-001-ST-D01T1.
- Válvula de salida HV-003 en línea 24"-LPG-037-ST-D02T1 aguas arriba de la trampa de diablos.

- Válvula de salida XV-105 en línea 24"-LPG-039-ST-D02T1 aguas debajo de la trampa de diablos.

Equipo controlado por DCS con repetición en SCADA de PEMEX.

Las siguientes dos (2) válvulas motorizadas (ver FR48-GM-GEN-PR-PID-11021) son controladas por el DCS y su estatus es replicado al sistema SCADA de PEMEX:

- MOV-132 en línea 16"-LPG-002-ST-D01T1
- MOV-133 en línea 16"-LPG-001-ST-D01T1

El paquete de medición (incluyendo el filtro y el medidor de flujo) son también monitoreados por el sistema SCADA de PEMEX y su estado es replicado al DCS de la planta.

Lazo de control y posición de la válvula.

Al final de cada operación (recibo de LPG del ducto o inyección de LPG desde la caverna hacia el ducto), las válvulas MOV-132, MOV-133, MOV-202, MOV-700, MOV-505 deben estar cerradas y las válvulas MOV-200, MOV-503, MOV-504 deben permanecer abiertas.

La siguiente tabla resume la posición de las válvulas MOV durante el proceso de recepción desde el ducto, la inyección desde la caverna al ducto y el estado estacionario.

Tabla 107. Posición de válvulas MOV

Válvula MOV	Operación de recepción de LPG desde ducto a caverna	Operación de inyección de LPG desde caverna a ducto	En estado estacionario
MOV-132	A	C	C
MOV-133	C	A	C
MOV-200	A	C	A
MOV-202	A	C	C
MOV-700	C	A	C
MOV-503	A	A	A
MOV-504	A	C	A
MOV-505	C	A	C

Nota: A: abierta, C: cerrada

Hay tres lazos de control y son los siguientes:

Primer lazo de control: MOV-132 y MOV-133; si la válvula MOV-132 no se encuentra cerrada, la válvula MOV-133 no puede ser abierta y viceversa.

Segundo lazo de control: MOV-202 y MOV-700; si la válvula MOV-202 no se encuentra cerrada, la válvula MOV-700 no puede ser abierta y viceversa.

Tercer lazo de control: MOV-504 y MOV-505; si la válvula MOV-504 no se encuentra cerrada, la MOV-505 no puede ser abierta y viceversa.

Materias primas, productos y subproductos manejados en el proceso.

En la siguiente tabla se presenta un listado con las sustancias que se manejaran en los procesos donde se realizaran las actividades de la estación de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa y que se encuentran en el Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas.

Tabla 108. Lista de sustancias manejadas en la planta

Sustancia	No. CAS
LPG	68476-85-7

4.8.2.- Identificación y jerarquización de riesgos.

Para la identificación de peligros y riesgos se realizó el desarrollo del análisis HAZID conceptual y detallado para el sistema de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa, el equipo del grupo multidisciplinario (CYDSA, GEOSTOCK y ENTREPOSE), realizo un listado potencial de los 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.

Para cada categoría y sus peligros analizados se les asignan una zona de riesgo, según su nivel de consecuencia y frecuencia de acuerdo con las tablas de la "Guías Técnicas para Realizar Análisis de Riesgos de Proceso" DG-SASIPA-SI-02741 de PEMEX.

Aplicando la metodología Hazid, 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.

Tabla 109. Resultados de grados de riesgos por categoria y actividad

Categoria o actividad	Peligro	Grado de riesgo analizado
Impacto social externo	Bloqueo de las instalaciones por parte de la población.	C
	Falta de información a la población de las actividades realizadas en la instalación	C
	Posible surguimiento de ONG's	C
	Falta de recursos de la entidad de protección civil en Ixhuatlan	C
	Delincuencia organizada que afecta al personal operativo	A
Impacto Social Interno	Inconformidad del personal operativo de la instalación	D
	Inconformidad del personal de compañía dentro de la instalación	D
	Personal con problemas de adicciones	C
	Volcadura de vehículo dentro de la pileta de salmuera	B
	Acceso de vehículos no autorizados al área de proceso	A
Aspectos ambientales del sitio de Ixhuatlán del Sureste, Veracrúz	Incendio forestal dentro y fuera de los terrenos de la instalación	B
	Lluvias torrenciales	B
	Licuefacción del terreno de las pilas de salmuera por incremento en el manto freático	A
	Vientos fuertes	C
	Temperaturas extremas (alta)	C
	Alta humedad en el ambiente	B
	Niebla	D
	Sismo	C
	Tormentas eléctricas	C
	Polvaredas	C
	Hundimiento	C

Categoria o actividad	Peligro	Grado de riesgo analizado
	Subsidancia	D
	Falla geológica	C
	Fauna nociva	B
	Inundación	C
	Desprendimiento de un bloque de sal dentro de la caverna	D
Impacto de la instalación al entorno	Venteo de LPG a la atmosfera (cromatógrafo).	C
	Emisión de LPG por venteos no conectados al quemador (trampa de diablos, patín de medición y equipos de proceso) durante las actividades de mantenimiento	C
	Quemadores de fosa en área de trampas de diablos	C
	Quemadores de los desgasificador de salmuera	C
	Quemador elevado	C
	Calentador de gas a fuego directo CF-601	C
	Emisiones de gases de combustión de los motores de diésel	C
	Emisiones fugitivas de gas en las válvulas y conexiones	C
	Mal funcionamiento de la fosa séptica	C
	Fuga de salmuera por las membranas	C
	Fuga de aceite de los transformadores	C
	Fuga de diesel de los motores de combustión	D
	Fuga de aceite de los motores de las bombas de LPG	D
	Generación de basura inorgánica (metales, lodos de las corridas de diablos, sólidos en los filtros, filtros gastados)	C
	Contaminación por generación de basura orgánica	C
Proximidad de instalaciones Industriales	Accidente en las instalaciones de Pemex.	D
	Accidente en los ductos de PEMEX dentro de los predios de CYDSA.	D
	Fuga de salmuera de SISA dentro de los predios de ASSE	B

Categoria o actividad	Peligro	Grado de riesgo analizado
	Siniestro dentro de las instalaciones ASSE.	C
	Fuga en el tanque de almacenamiento de salmuera de SISA.	C
	Presencia de torres alta tensión dentro de la instalación cerca de la trampas de diablos.	C
	Presencia de torres alta tensión dentro de la instalación cerca del quemador.	C
Interración con las vías de comunicación	Afectación a las vías de comunicación terrestres cercanas a la instalación	No se identificaron causas creíbles que pudiesen afectar la vías de comunicación de la instalación
Proximidad con centros de población	Siniestro dentro de las instalaciones ASSE.	C
	Ruido	C
	Olores	C
	Humos de combustión	C
Seguridad física	Sabotaje	B
	Ruptura del LPG ducto por golpes al no respetarse las restricciones del derecho de vía (DDV)	C
	Intrusión para robo a las instalaciones ASSE	B
	Sustracción de materiales de la instalación por parte de personal contratista y de ASSE	C
Ingeniería y diseño conceptual de los equipos de proceso, servicios y tecnología	Bloqueo de rutas y pasillos del área de trabajo	B
	Falta de señalización de seguridad e informativa en el área de trabajo	B
	Falla de aire acondicionado en área cuartos de control de la instalación	C
	Falta de identificación de los equipos de operación (TAG)	C
	Falta de identificación de y señalización de tuberías y recipientes	C
	Falta de aire acondicionado en área de oficinas de la instalación	C
	Falta de aire acondicionado en área cuartos técnicos de la instalación	C

Categoria o actividad	Peligro	Grado de riesgo analizado
	Falta de aire acondicionado en área SITE de la instalación	C
Trabajos especiales de inspección y mantenimiento	Operación inadecuada	C
Trabajos rutinarios de mantenimiento de inspección	Operación inadecuada	C
Integridad física del personal durante la jornada laboral	Quemadura criogénica	B
	Caída en la fosa de bombas de salmuera	B
	Manipulación de productos químicos en el laboratorio	B
	Manipulación inadecuada de gases (H_2, He_2, N_2) en cromatógrafo	B
	Error en el muestreo de LPG	B
	Riesgo eléctrico	A
Coordinación de trabajos entre las diferentes empresas en la misma área	Falta documentación	B
Diseño de los equipos y sistemas de seguridad del área a evaluar	Área sin protección	B
	Menor al requerido por normatividad	B

El análisis de riesgo de proceso para el área de interconexión entre el LPG Ducto de 24" y las instalaciones superficiales del sistema de almacenamiento subterráneo de gas LP Shalapa, está integrado por una serie de metodologías cuyo objeto es identificar las principales desviaciones durante la operación de la instalación, los cuales son:

- Metodología HazOp
- Análisis ¿qué pasa si?
- Jerarquización de riesgos.

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 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 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.

Resultados de la identificación y ponderación de los riesgos.

Una vez realizada la identificación de riesgos a través de la metodología de identificación HazOp y ¿Qué pasa si?, se procedió a realizar la jerarquización de riesgos conforme a los resultados

obtenidos del HaZop. La ponderación de las desviaciones para cada una de las afectaciones:

- Daño al personal (DP),
- Daño a la población (DPo),
- Daño al ambiente (DA),
- Daño a la producción (DPd) y
- Daño a la instalación DI),

Se obtuvieron 142 escenarios de 33 nodos analizados en el hazop y 20 escenarios en 3 nodos de ¿Qué pasa sí? Para cada una de las 4 afectaciones, las cuales se indican a continuación en las matrices de acuerdo al nivel de riesgo.

fueron realizadas por el grupo multidisciplinario de trabajo.

Tabla 110. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños al Personal Hazop

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6	13					
	5		13				
	4	21			1		
	3	143	3				
	2		52	3			
	1		12				

Tabla 111. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Población Hazop

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6	14					
	5		13				
	4	22	1				
	3	138	5				

	2		53	2			
	1		13				

Tabla 112. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños al Ambiente Hazop

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6	10		4			
	5		11	2			
	4	19	6				
	3	131	13				
	2		45	9			
	1			11			

Tabla 113. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Producción Hazop

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6	14					
	5		13				
	4	20	2				
	3	121	14			2	
	2		44	12			
	1	7				7	

Tabla 114. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Instalación Hazop

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6	12		2			
	5		13				
	4	22	2				
	3	116	17				
	2		51	5			
	1			13			

Tabla 115. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños al Personal ¿Qué pasa sí?

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6						
	5						
	4	4					
	3	2	1				
	2		8				
	1		6				

Tabla 116. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Población ¿Qué pasa sí?

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6						
	5						
	4	4					
	3	3					
	2		8				
	1		6				

Tabla 117. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños al Ambiente ¿Qué pasa sí?

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6						
	5						
	4	4					
	3	3					
	2		8				
	1		6				

Tabla 118. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Producción ¿Qué pasa sí?

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6						
	5						
	4	4					
	3	3					
	2		8				
	1		6				

Tabla 119. Matriz de riesgos de las consecuencias encontradas Daños a la Instalación ¿Qué pasa sí?

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia	6						
	5						
	4	4					
	3	3					
	2		8				
	1		6				

Para expandir la utilidad del estudio y apoyándonos en el procedimiento "Criterios Técnicos para simular escenarios de riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas, en instalaciones de Petróleos Mexicanos", se identificarón:

- Cuatro eventos más probables
- Un evento alterno y
- Dos peores casos en el estudio.

Identificados en el HazOp de almacenamiento de gas LPG en SHALAPA (FR48-201-M04-0002) y el HAZID de almacenamiento de gas LPG en SHALAPA (FR48-208-M04-0003).

Por definición un "peor caso", corresponde a la liberación accidental del mayor inventario del material o sustancia peligrosa contenida en un recipiente, línea de proceso o ducto, la cual resulta en la mayor distancia hasta alcanzar los límites de toxicidad, sobrepresión o radiación térmica, de acuerdo a los criterios para definir las zonas intermedias de salvaguarda entorno de la instalación. Para identificar los peores casos no se requiere de un análisis de riesgos formal, ni conocer las causas que pudieran provocarlo ni su probabilidad de ocurrencia, simplemente consideramos que este sucede.

Para el sistema de almacenamiento subterráneo de LPG en Shalapa, se establecen 7 escenarios que en caso de ocurrir representarían las mayores áreas de afectación dentro y fuera de las instalaciones, dichas hipótesis se listan en la tabla siguiente.

Tabla 120. Hipotésis seleccionadas.

No.	Clave de la hipotésis planteada	Tipo	Descripción del escenario	Procedencia del escenario	Número evento	Sustancia
1	AC-SHALAPA-01	Caso Más Probable (CMP)	Fuga de LPG en la unión bridada de la línea de 24" que entrega de la caverna a PEMEX LPG ducto.	Hazop de almacenamiento subterráneo de gas LPG en SHALAPA FR48-201-M04-0002.	301.4.2 flujo inverso	LPG
2	AC-SHALAPA-02	Caso Más Probable (CMP)	Fuga de LPG en la unión bridada en la descarga de la bomba BA-201.	Hazop de almacenamiento subterráneo de gas LPG en SHALAPA FR48-201-M04-0002.	301.4.2 flujo inverso	LPG
3	AC-SHALAPA-03	Caso Más Probable (CMP)	Fuga de LPG en el área de piletas de salmuera.	Hazop de almacenamiento subterráneo de gas LPG en SHALAPA FR48-201-M04-0002	901.4.1 flujo inverso	LPG
4	AC-SHALAPA-04	Caso Más Probable (CMP)	Fuga de LPG en la Cubeta de la trampa de diablos por poro de corrosión.	Hazid de almacenamiento subterráneo de gas LPG en SHALAPA FR48-208-M04-0003	Apartado 1.3 aspectos ambientales causa Alta humedad en el ambiente	LPG
5	AC-SHALAPA-05	Caso Alterno (Ca)	Fuga de LPG en el patín de medición por poro de corrosión	Hazid de almacenamiento subterráneo de gas LPG en SHALAPA FR48-208-M04-0003	Apartado 1.3 aspectos ambientales causa Alta humedad en el ambiente	LPG
6	AC-SHALAPA-06	Peor Caso (PC)	Ruptura catastrófica de la línea de 16" del patín de medición	Hazid de almacenamiento subterráneo de gas LPG en SHALAPA FR48-208-M04-0003	Apartado 1.3 aspectos ambientales causa Falla geológica.	LPG
				Hazop de almacenamiento subterráneo de gas LPG en	Escenario 401.1.2 ruptura	

No.	Clave de la hipotésis planteada	Tipo	Descripción del escenario	Procedencia del escenario	Número evento	Sustancia
				SHALAPA FR48-201-M04-0002	catastrófica	
7	AC-SHALAPA-07	Peor Caso (PC)	Ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna.	Hazid de almacenamiento subterráneo de gas LPG en SHALAPA FR48-208-M04-0003.	Apartado 1.13 Coordinación de trabajos entre las diferentes empresas en la misma área causa: falta de comunicación	LPG
				Hazop de almacenamiento subterráneo de gas LPG en SHALAPA FR48-201-M04-0002	Escenario 101.1.1 ruptura catastrófica	

Posteriormente se realizó un Análisis detallado de frecuencias mediante la metodología de árbol de fallas, dando como resultado las tasas de falla en cada una de las hipótesisi planteadas.

Tabla 121. Resultados de solución de árboles de fallas.

HIPÓTESIS	DESCRIPCIÓN	RESULTADO	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA
H1	Fuga de gas LPG en la unión bridada de la línea de 24" que entrega de la caverna a PEMEX LPG ducto.	9.48 E-02	0.0955
H2	Fuga de gas LPG en la unión bridada en la descarga de la bomba BA-201.	8.68 E-02	0.09067
H3	Fuga de gas LPG en el área de piletas de salmuera.	3.70 E-06	0.000037
H4	Fuga de gas LPG en la Cubeta de la trampa de diablos por poro de corrosión.	2.66 E-04	0.0002
H5	Fuga de gas LPG en el patín de medición por poro de corrosión	2.66 E-04	0.0002
H6	Ruptura catastrófica de la línea de 16" del patín de medición	1.11 E-09	0.00000000112
H7	Ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna.	1.11 E-09	0.00000000112

En todos los eventos, lo que más contribuyen a la generación de las fallas, son aquellos que dependen de la intervención humana, por lo que, se hace necesario reforzar los mecanismos de

Disciplina Operativa (Disponibilidad, Calidad, Comunicación y Cumplimiento) en los procedimientos de operación, inspección, supervisión de los trabajos de mantenimiento, así como, el seguimiento de los programas de mantenimiento.

Para los escenarios hipotéticos propuestos se procedió a realizar un análisis detallado de consecuencias, mediante el uso del simulador PHAST versión 7.11, para lo cual se procedió definir la evaluación de las variables de operación, tales como flujos, presiones y temperaturas, así como tiempos y tasas e inventarios de fugas, que podrían encontrarse en las modelaciones, las cuales se enuncian a continuación.

Posteriormente se alimentaron los datos al simulador PHAST, versión 7.11 para obtener los radios de afectación a cada evento que pudiera ocurrir por radiación térmica o sobrepresión, que también se enumeran a continuación y los cuales fueron sobrepuestos sobre planos para identificar y analizar las interacciones de riesgos con:

Daño al personal.

Daño a la población.

Impacto Ambiental, y

Daños a la instalación y producción.

Cuyas interacciones con los receptores antes mencionados se indican en las tablas siguientes.

Tabla 122. Datos para el inventario y la tasa de descarga

Tipo de caso	Identificación de escenarios		Diámetro (pulgadas)		Flujo Volúmetrico (MPCD)	Flujo Másico (Kg/h)	Presión (Kg/cm²)	Temperatura (°C)	Duración de la fuga (min)	Inventario (kg)	Tasa de descarga (Kg/h)
	Clave	Descripción	Línea/ equipo	Fuga							
CMP	AC-SHALAPA-01	Fuga de LPG en la unión bridada de la línea de 24" que entrega de la caverna a PEMEX LPG ducto.	24"	1.25"	627.188	400,000	62.01	50	5	33,333	288,000,000
CMP	AC-SHALAPA-02	Fuga de LPG en la unión bridada en la descarga de la bomba BA-201.		0.75"	5.911	133,000	166.81	30	5	11,083	95.760,000
CMP	AC-SHALAPA-03	Fuga de LPG en el área de piletas de salmuera.	18"	18"		Inventario propuesto	ATM	30		1,000	
CMP	AC-SHALAPA-04	Fuga de LPG en la Cubeta de la trampa de diablos por poro de corrosión.		2"	627.188	400,000	62.01	30	5	33,333	288,000,000
CA	AC-SHALAPA-05	Fuga de LPG en el patín de medición por poro de corrosión	16"	0.75"	627.188	400,000	62.01	30	5	16,666	288,000,000
PC	AC-SHALAPA-06	Ruptura catastrófica de la línea de 16" del patín de medición	16"	16"	627.188	400,000	62.01	30	5	33,333	288,000,000
PC	AC-SHALAPA-07	Ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna	24"	24"	627.188	400,000	62.01	30	5	33,333	288,000,000

Tabla 123. Escenarios simulados y resultados

Datos Generales del escenario		Zonas Intermedias de Salvaguarda											
		Toxicidad	Radiación Térmica										
			Jet Fire (Chorro de fuego)			Fire Ball (Bola de Fuego)			Flash Fire (Flamazo)		Explosión (Sobrepresiones)		
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP	Descripción	ZAR IDLH (100 ppm)	ZA 1.4 kw/m²	ZAR 5 kw/m²	ZDF 12.5 kw/m²	ZA 1.4 kw/m²	ZAR 5 kw/m²	ZDF 12.5 kw/m²	LFL	0.5 LFL	ZA 0.5 psi	ZAR 1.0 psi	ZDF 2.0 psi
	uga de LPG en la unión bridada de línea de 24" que entrega de la averna a PEMEX LPG ducto.	------	161.2	108.1	87.29	------	------	-----	102.6	228.5	334.6	282.1	255.7
	uga de LPG en la unión bridada en descarga de la bomba BA-201.	------	126.1	84.7	68.55	------	------	-----	59.14	152.5	227.7	192.1	174.2
	uga de LPG en el área de piletas de almuera.	------	------	------		------	------	------	104	138.5	Early ignition 267.2	Early ignition 144.8	Early ignition 83.24
											Late ignition 318.9	Late ignition 217.3	Late ignition 170
	uga de LPG en la Cubeta de la ampa de diablos por poro de orrosión.	------	260.8	174.3	140.1	------	------	------	216	384.6	598.3	498.3	448

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

Datos Generales del escenario		Zonas Intermedias de Salvaguarda										
		Toxicidad	Radiación Térmica									
			Jet Fire (Chorro de fuego)			Fire Ball (Bola de Fuego)			Flash Fire (Flamazo)		Explosión (Sobrepresiones)		
	Descripción	ZAR IDLH (100 ppm)	ZA 1.4 kw/m²	ZAR 5 kw/m²	ZDF 12.5 kw/m²	ZA 1.4 kw/m²	ZAR 5 kw/m²	ZDF 12.5 kw/m²	LFL	0.5 LFL	ZA 0.5 psi	ZAR 1.0 psi	ZDF 2.0 psi
	ga de LPG en el patín de medición r poro de corrosión.	------	105.7	71.62	57.93	------	------	------	59.8	136.4	203.1	169.6	152.8
	ptura catastrófica de la línea de " del patín de medición.	------	1,390	967	788.9	1,067	581.6	356.3	856.9	1,039	Early ignition 859.2	Early ignition 465.5	267.6
											Late ignition 1318	Late ignition 1118	1,042
	ptura catastrófica de la línea de " en límite de interconexión de MEX gasoducto hacia la caverna	------	1,902	1,338	1,097	1,067	581.6	356.3	984.1	1,203.6	Early ignition 859.2	Early ignition 465.5	267.6
											Late ignition 2,708	Late ignition 2,700	2,696

Tabla 124. Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave y descripción del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
AC-SHALAPA-01-CMP Fuga de LPG en la unión bridada de la línea de 24" que entrega de la caverna a PEMEX LPG ducto.	**Personal**: 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y lesiones por sobrepresión. **Población**: No hay afectación a la población los radios quedan dentro de los límites del predio de la planta de almacenamiento de Gas LP. **Ambiente**: Daños temporales a la fauna que se encuentre en el radio de afectación y posible incendio a la vegetación aledaña que se encuentre dentro del radio de afectación. **Producción/instalación**: Daños a las asiguientes infraestructuras: Patín de medición de PEMEX, carromatos de contratistas y cuarto de control, así como pérdidas económicas por la falta de servicio.	• Sistema de paro por emergencia • Red contraincendio • Sistema de monitoreo de las variables de control de proceso (SCD) • Sistemas de monitoreo y actuación fuego y gas • Válvulas relevadoras de presión (psv) • plan de emergencia Interno. • Programa anual de simulacros. • Plan de Emergencias Mayores (Comité de Ayuda Mutua) • Programa de mantenimiento eléctrico 2020. • Prorama de mantenimiento de instrumentación 2020. • Programa de mantenimiento mecánico 2020. • Programa anual de simulacros 2020.
AC-SHALAPA-02-CMP Fuga de LPG en la unión bridada en la descarga de la bomba BA-201.	**Personal**: 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y lesiones por sobrepresión.	

Clave y descripción del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
	Población: No hay afectación a la población los radios quedan dentro de los límites del predio de la planta de almacenamiento de Gas LP. **Ambiente**: Daños temporales a la fauna que se encuentre en el radio de afectación y posible incendio a la vegetación aledaña que se encuentre dentro del radio de afectación. **Producción/instalación**: Daños a las siguientes infraestructuras: patín de medición de PEMEX, carromatos de contratistas y cuarto de control, así como pérdidas económicas por la falta de servicio.	
AC-SHALAPA-03-CMP Fuga de LPG en el área de piletas de salmuera.	**Personal**: 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y lesiones por sobrepresión. **Población**: No hay afectación a la población los radios quedan dentro de los límites del predio de la planta de almacenamiento de Gas LP. **Ambiente**: Daños temporales a la fauna que se encuentre en el radio de afectación y posible incendio a la vegetación aledaña que se encuentre dentro del radio de afectación. **Producción/instalación**: Daños a las asiguientes infraestructuras: piletas de salmuera, casa de bombas y cuarto de control, así como pérdidas	

Clave y descripción del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
	económicas por la falta de servicio.	
AC-SHALAPA-04-CMP Fuga de LPG en la Cubeta de la trampa de diablos por poro de corrosión.	**Personal**: 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y lesiones por sobrepresión. **Población**: No hay afectación a la población los radios quedan dentro de los límites del predio de la planta de almacenamiento de Gas LP. **Ambiente**: Daños temporales a la fauna que se encuentre en el radio de afectación y posible incendio a la vegetación aledaña que se encuentre dentro del radio de afectación. **Producción/instalación**: Daños a las asiguientes infraestructuras: patín de medición de PEMEX, carromatos de contratistas, cuarto de control, piletas de salmuera, casa de bombas y cuarto de control, así como pérdidas económicas por la falta de servicio.	
AC-SHALAPA-05-CA Fuga de LPG en el patín de medición por poro de corrosión	**Personal**: 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y lesiones por	

Clave y descripción del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
	sobrepresión. **Población**: No hay afectación a la población los radios quedan dentro de los límites del predio de la planta de almacenamiento de Gas LP. **Ambiente**: Daños temporales a la fauna que se encuentre en el radio de afectación y posible incendio a la vegetación aledaña que se encuentre dentro del radio de afectación. **Producción/instalación**: Daños a las asiguientes infraestructuras: patín de medición de PEMEX, carromatos de contratistas, cuarto de control, piletas de salmuera, casa de bombas y cuarto de control, así como pérdidas económicas por la falta de servicio.	
AC-SHALAPA-06-PC Ruptura catastrófica de la línea de 16" del patín de medición	**Personal**: 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y lesiones por sobrepresión. **Población**: Trabajadores de la CFE y pobladores del poblado de Ixhuatlán del Sureste con 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y	

Clave y descripción del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
	lesiones por sobrepresión. **Ambiente**: Daños temporales a la fauna que se encuentre en el radio de afectación y posible incendio a la vegetación aledaña que se encuentre dentro del radio de afectación. **Producción/instalación**: Daños a las asiguientes infraestructuras: Patín de medición de PEMEX, carromatos de contratistas, cuarto de control, piletas de salmuera, casa de bombas y cuarto de control, así como pérdidas económicas por la falta de servicio, la subestación de CFE, las casa de habitación de poblados cercanos como lo es Ixhuatlán del Sureste.	
AC-SHALAPA-07-PC Ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna	**Personal**: 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y lesiones por sobrepresión. **Población**: Trabajadores de la CFE y habitantes del poblado de Ixhuatlán del Sureste, unidad habitacional de trabajadores petroleros y Nanchital con 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 más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada, aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes y lesiones por	

Clave y descripción del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
	sobrepresión. **Ambiente**: Daños temporales a la fauna que se encuentre en el radio de afectación y posible incendio a la vegetación aledaña que se encuentre dentro del radio de afectación. **Producción/instalación**: Daños a las asiguientes infraestructuras: patín de medición de PEMEX, carromatos de contratistas, cuarto de control, piletas de salmuera, casa de bombas y cuarto de control, así como pérdidas económicas por la falta de servicio, la subestación de CFE, las casa de habitación de tres poblados cercanos como lo es Ixhuatlán del Sureste, unidad habitacional de trabajadores petroleros y Nanchital.	

Posteriormente. Los radios de afectación se procedió a realizar un análisis cuantitativo de la Función Instrumentada de Seguridad (FIS) con la finalidad de determinar el Sistema Instrumentado de Seguridad (SIL) para cada función de FIS existentes en el sistema de almacenamiento subterráneo de Gas LP en Shalapa, mediante un análisis de árbol de fallas para calcular la probabilidad o la frecuencia con que puede ocurrir en evento no deseado (falla) de cada FIS a partir de la Probabilidad de Falla en Demanda $(PFD)_{avg}$ obtenida, se determina el valor del SIL del sistema. Los resultados obtenidos se muestran a continuación.

Tabla 125. Resultados del Cálculo del SIL para cada FIS del sistema de almacenamiento de Gas LP en Shalapa

FIS	Descripción	PFD_{Prom}	FRR	$SIL_{Cálculado}$	Grado de Riesgo	SIL_{obj}
FIS-1 AF-0001	Baja presión en línea de interconexión	7.20E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-2 AF-0002	Alta o baja presión de la estación	4.87E-02	20	1	C(1)	<1
FIS-3 AF-0003	Alta presión en colector de tubería	4.87E-02	20	1	C(1)	<1
FIS-4 AF-0004	Baja presión de la estación (En modo de recepción)	1.19E-01	8.3	<1	C(1)	<1
FIS-5 AF-0005	Baja presión de la succión de Bomba BA-201	2.50E-02	40	1	C(1)	<1
FIS-6 AF-0006	Baja presión de la estación (en modo recepción)	3.13E-02	31	<1	C(1)	<1
FIS-7 AF-0007	Alta presión de la succión de la Bomba BA-201	2.52E-02	39	1	C(1)	<1
FIS-8 AF-0008	Baja presión en la succión de Bomba BA-202	2.50E-02	40	1	C(1)	<1
FIS-9 AF-0009	Alta temperatura en la succión de Bomba BA-202	3.13E-02	31	1	C(1)	<1
FIS-10 AF-0010	Alta presión en la succión de Bomba BA-202	2.52E-02	39	1	C(1)	<1
FIS-11	Baja presión en la succión de	2.50E-02	40	1	C(1)	<1

FIS	Descripción	PFD_{Prom}	FRR	$SIL_{Cálculado}$	Grado de Riesgo	SIL_{obj}
AF-0011	Bomba BA-203					
FIS-12 AF-0012	Alta temperatura en la succión de Bomba BA-203	3.13E-02	31	1	C(1)	<1
FIS-13 AF-0013	Alta presión en la succión de Bomba BA-203	2.52E-02	39	1	C(1)	<1
FIS-14 AF-0014	Baja presión en la succión de Bomba BA-204	2.50E-02	40	1	C(1)	<1
FIS-15 AF-0015	Alta temperatura en la succión de Bomba BA-204	3.13E-02	31	1	C(1)	<1
FIS-16 AF-0016	Alta presión en la succión de Bomba BA-204	2.52E-02	39	1	C(1)	<1
FIS-17 AF-0017	Bajo flujo de gas a caverna	9.27E-02	10.7	1	C(1)	<1
FIS-18 AF-0018	Alto flujo de gas a caverna	2.4.E-02	44	1	C(1)	<1
FIS-19 AF-0019	Alta presión en entrada a caverna	7.22E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-20 AF-0020	Alta presión en entrada a caverna	7.22E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-21 AF-0021	Baja presión en entrada a caverna	7.22E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-22 AF-0022	Baja presión en entrada a caverna	7.22E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-23 AF-0023	Alto flujo diferencial en salida de caverna	7.22E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-24 AF-0024	Alta presión de salmuera a la salida de caverna	7.22E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-25 AF-0025	Alta presión de salmuera a la salida de caverna	2.53E-02	39	1	C(1)	<1
FIS-26	Alta presión de salmuera a la	4.87E-02	20	1	C(1)	<1

FIS	Descripción	PFD_{Prom}	FRR	$SIL_{Cálculado}$	Grado de Riesgo	SIL_{obj}
AF-0026	salida de caverna					
FIS-27 AF-0027	Baja presión de salmuera a la salida de caverna	2.05E-02	486	1	C(1)	<1
FIS-28 AF-0028	Alta presión de salmuera a la salida de caverna	7.52E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-29 AF-0029	Alta presión de salmuera a la salida de caverna	2.53E-02	39	1	C(1)	<1
FIS-30 AF-0030	Alta presión de salmuera a la salida de caverna	4.87E-02	20	1	C(1)	<1
FIS-31 AF-0031	Baja presión de salmuera a la entrada a la caverna	2.12E-03	469	1	C(1)	<1
FIS-32 AF-0032	Alta presión de salmuera a la descompresión a las piletas de salmuera	4.87E-02	20	1	C(1)	<1
FIS-33 AF-0033	Baja presión a la succión de la Bomba BA-501	2.50E-02	40	1	C(1)	<1
FIS-34 AF-0034	Baja presión a la succión de la Bomba BA-502	2.50E-02	40	1	C(1)	<1
FIS-35 AF-0035	Baja presión a la succión de la Bomba BA-503	2.50E-02	40	1	C(1)	<1
FIS-36 AF-0036	Falla de flama en desgasificador DG-501	7.44E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-37 AF-0037	Falla de flama en desgasificador DG-502	7.44E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-38 AF-0038	Alto nivel en Desgasificador DG-501	7.60E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-39 AF-0039	Alto nivel en Desgasificador DG-502	7.60E-02	13	1	C(1)	<1
FIS-40 AF-0040	Baja presión a la entrada del paquete de deshidratación	1.66E-03	602	2	C(1)	<1

FIS	Descripción	PFD_{Prom}	FRR	$SIL_{Cálculado}$	Grado de Riesgo	SIL_{obj}
FIS-41 AF-0041	Alto nivel en el Coalescedor TA-602	5.69E-03	175	2	C(1)	<1
FIS-42 AF-0042	Bajo nivel en el Coalescedor TA-602	5.69E-03	175	2	C(1)	<1
FIS-43 AF-0043	Alta presión a la salida del paquete de Deshidratación	1.77E-03	562	2	C(1)	<1
FIS-44 AF-0044	Alta presión aguas abajo del RS-7000	4.88E-02	20	1	C(1)	<1
FIS-45 AF-0045	Alta presión aguas abajo del RS-7000	4.88E-02	20	1	C(1)	<1
FIS-46 AF-0046	Bajo nivel en Tanque de LPG SC-751	2.91E-02	34	1	C(1)	<1
FIS-47 AF-0047	Baja presión a la descarga de la Bomba BR-751	2.50E-02	40	1	C(1)	<1
FIS-48 AF-0048	Alta presión a la descarga de la Bomba BR-751	2.50E-02	40	1	C(1)	<1
FIS-49 AF-0049	Alta presión después de la reducción en línea de LPG seco	1.64E-03	602	1	C(1)	<1
FIS-50 AF-0050	Alta presión después del calentador CE-751	2.52E-02	39	1	C(1)	<1
FIS-51 AF-0051	Baja presión después del calentador CE-751	2.52E-02	39	1	C(1)	<1
FIS-52 AF-0052	Alta temperatura aguas abajo del calentador CE-751	8.14E-02	12	1	C(1)	<1
FIS-53 AF-0053	Baja temperatura aguas abajo del calentador CE-751	1.05E-02	9.5	<1	C(1)	1
FIS-54 AF-0054	Bajo nivel en el calentador CE-751	1.02E-01	9.7	<1	C(1)	1
FIS-55	Alto nivel en el calentador CE-751	2.93E-02	34	1	C(1)	<1

FIS	Descripción	PFD_{Prom}	FRR	$SIL_{Cálculado}$	Grado de Riesgo	SIL_{obj}
AF-0055						
FIS-56 AF-0056	Alto nivel en el separador FL-751	1.03E-01	9.7	<1	C(1)	1
FIS-57 AF-0057	Alto nivel en el tambor del quemador elevado SP-401	1.24E-01	8.0	<1	C(1)	<1
FIS-58 AF-0058	Baja presión de aire de instrumentos	1.20E-01	8.3	<1	C(1)	<1
FIS-59 AF-0059	Baja presión de aire de instrumentos	1.20E-01	8.3	<1	C(1)	<1

C(1) Grado de riesgo obtenido del Hazop del Sistema de Almacenamiento de Gas LP en Shalapa, Veracruz

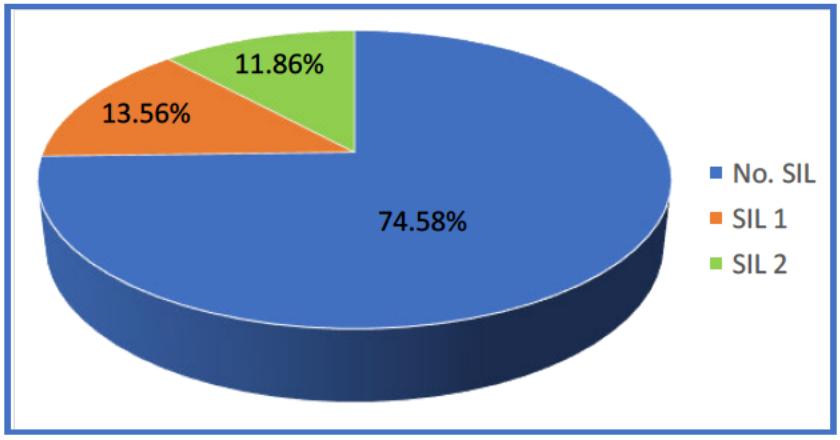
AF =Árbol de Fallas

La representación de lo obtenido puede observarse en la figura siguiente.

Tabla 126. Tabla de resultados de SIL

Sil Calculado	No de FIS
No SIL	8 FIS
SIL 1	44 FIS
SIL 2	7 FIS

Ilustración 104. Gráfica de resultados de SIL



De acuerdo a la tabla anterior se resume lo siguiente:

Para el sistema de almacenamiento subterráneo de Gas LP en Shalapa, se determinó el SIL de 59 Funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS), concentradas en el Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS).

Se observa en la tabla anterior, que para 57 Funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS) que representan el 97%, el SIL objetivo de acuerdo al grado de riesgo es menor a 1 (SIL < 1); y para 2 FIS el SIL objetivo es SIL = 1, lo que representa el 3% del total de las FIS.

Para 57 Funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS), se alcanzan valores de $SIL_{calculado}$ 1 y SIL 2; solo para las FIS-53 y FIS-56 se obtuvo un valor de $SIL_{calculado}$ <1. Sin embargo la fracción faltante para alcanzar el FRR=10 para SIL 1 es mínima, se recomienda mantener la integridad de las FIS-53 y FIS-56, aumentado la frecuencia de mantenimiento y diagnósticos de los elementos que conforman el lazo de estas FIS.

Por último se realizó el análisis del Nivel Integral de Seguridad (SIL) mediante la metodología de Análisis de Capas de Protección (LOPA), al evaluar semicuantitativamente las frecuencias de las demandas y la probabilidad de falla bajo demanda de capas de protección se determina si las protecciones son suficientes de acuerdo con los criterios establecidos.

Los criterios utilizados para definir la frecuencia objetivo o freceuncia de riesgo tolerable se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 127. Guías de Riesgo Tolerable.

Riesgo individual para fatalidades	Frecuencias por año	
	Trabajadores	Terceros
Intolerable	$>10^{-3}$	$>10^{-4}$
Tolerable	10^{-3} a 10^{-5}	$<10^{-4}$
Ampliamente aceptable	$<10^{-3}$	

Fuente: Guía Técnica de Confiabilidad Operacional Para la Mejor Práctica: Funciones Protectoras Instrumentadas 800-16700-DCO-SCM-GT-008, Pág 15.

Se procedio a nalizar la confiabilidad y la PFD de cada Capa de Protección Independiente (CPI's), se determina el Nivel de Integridad de Seguridad, apartir del análisis LOPA-SIL, cuyos resultados se muestran a continuación.

Tabla 128. Resultados del Cálculo del SIL Objetivo para los escenarios de riesgo seleccionados del Análisis de Riesgos del Sistema Subterráneo de Gas LP en Shalapa

No.	Nodo número	Frecuencia de la consecuencia No Mitigada	Frecuencia de la consecuencia Mitigada	Frecuencia objetivo	PFD_{obj}	FRR	SIL_{obj}	FIS de referencia
1	301.4.2	1.00E-02	1.30E-04	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
2	301.6.1	1.00E-05	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	FIS 21, 22, 23, 24 y 28
3	501.3.2	1.00E-03	1.30E-03	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	FIS 42
4	501.4.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
5	601.1.2	1.00E-03	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	2	No procede (SIL<1)	-
6	601.3.1	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
7	602.3.2	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
8	601.4.2	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
9	601.4.3	1.00E-05	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
10	601.5.2	1.00E-05	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	FIS 40

No.	Nodo número	Frecuencia de la consecuencia No Mitigada	Frecuencia de la consecuencia Mitigada	Frecuencia objetivo	PFD_{obj}	FRR	SIL_{obj}	FIS de referencia
11	601.6.1	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
12	601.6.2	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
13	601.7.2	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
14	601.7.3	1.00E-03	1.30E-03	1.00E-04	Fuera de rango	10	No procede (SIL<1)	-
15	602.1.1	1.00E-03	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
16	602.5.2	1.00E-03	1.30E-03	1.00E-04	Fuera de rango	10	No procede (SIL<1)	-
17	603.1.4	1.00E-03	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	2	No procede (SIL<1)	-
18	603.1.6	1.00E-05	1.30E-07	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
19	603.2.2	1.00E-05	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
20	603.3.4	1.00E-05	1.30E-06	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
21	603.6.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-

No.	Nodo número	Frecuencia de la consecuencia No Mitigada	Frecuencia de la consecuencia Mitigada	Frecuencia objetivo	PFD_{obj}	FRR	SIL_{obj}	FIS de referencia
22	603.7.4	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
23	604.1.3	1.00E-05	1.30E-07	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
24	601.1.4	1.00E-03	1.30E-03	1.00E-04	Fuera de rango	10	No procede (SIL<1)	-
25	604.2.2	1.00E-05	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
26	604.7.1	1.00E-03	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
27	605.2.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
28	605.2.3	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
29	605.2.4	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
30	605.3.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
31	605.4.2	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	2.5	No procede (SIL<1)	-
32	605.4.3	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	2.5	No procede (SIL<1)	-

No.	Nodo número	Frecuencia de la consecuencia No Mitigada	Frecuencia de la consecuencia Mitigada	Frecuencia objetivo	PFD_{obj}	FRR	SIL_{obj}	FIS de referencia
33	605.5.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
34	605.9.1	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	5	No procede (SIL<1)	
35	605.9.2	1.00E-05	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
36	801.1.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	5	No procede (SIL<1)	FIS 19, 20, 26 Y 30
37	801.1.2	1.00E-06	1.30E-06	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	FIS 19, 20, 26 Y 30
38	801.1.3	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
39	801.7.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
40	801.7.2	1.00E-03	1.30E-04	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
41	801.7.3	1.00E-05	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
42	901.4.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-05	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	FIS 32
43	901.7.1	1.00E-03	1.30E-03	1.00E-05	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-

No.	Nodo número	Frecuencia de la consecuencia No Mitigada	Frecuencia de la consecuencia Mitigada	Frecuencia objetivo	PFD_{obj}	FRR	SIL_{obj}	FIS de referencia
44	901.7.2	1.00E-03	1.30E-05	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
45	901.8.1	1.00E-03	1.30E-04	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
46	901.8.2	1.00E-03	1.30E-04	1.00E-05	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
47	1001.3.1	1.00E-05	1.30E-06	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
48	1201.1.2	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
49	1201.4.1	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-05	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
50	1201.6.1	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
51	1301.3.1	1.00E-05	1.30E-06	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
52	1401.1.1	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
53	1401.1.2	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
54	1401.1.3	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-

No.	Nodo número	Frecuencia de la consecuencia No Mitigada	Frecuencia de la consecuencia Mitigada	Frecuencia objetivo	PFD_{obj}	FRR	SIL_{obj}	FIS de referencia
55	1401.5.1	1.00E-03	1.30E-05	1.00E-03	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
56	1501.7.1	1.00E-03	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
57	1501.7.3	1.00E-03	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
58	1601.2.1	1.00E-03	1.30E-03	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	FIS 52 Y 56
59	1701.1.5	1.00E-04	1.30E-04	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-FIS 58 Y 59
60	6003.1.2	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-
61	6003.2.1	1.00E-04	1.30E-05	1.00E-04	Fuera de rango	NA	No procede (SIL<1)	-

NOTA 1. FIS de referencia, significa que algún elemento de la FIS, actúa como salvaguarda en el nodo de estudio correspondiente.

NOTA 2. Para consultar el valor obtenido de la FIS asociada al escenario LOPA correspondiente de acuerdo a la tabla anterior, ver Tabla 8.5 Resultados del Cálculo del SIL para cada FIS del sistema de Almacenamiento de Gas LP en Shalapa, en el estudio FR48-201-M04-0203_3D.

NOTA 3. Los valores de Probabilidad de Falla Bajo Demanda (PFD), utilizados para las capas de protección independientes (CPI's) por sus siglas en inglés (IPL´s), se encuentran en la Tabla 8.1 de este estudio, así como su modo de demanda.

NOTA 4. Para más detalles sobre las Capas de Protección Independientes utilizadas por escenario en este estudio, consultar Anexo A Hojas de Trabajo LOPSIL.

Por último en cuanto a las medidas de seguridad, ASSE cuenta con un sistema de administración de riesgos autorizado por la ASSEA, denominado Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA) mediante el oficio No. ASEA/UGI/DGGPI/0126/2018, de fecha 26 de enero de 2018, expedido por la Dirección General de Gestión de Procesos Industriales de la Unidad de Gestión Industrial de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, el cual cuenta con el desarrollo y la aplicación del Sistema de Administración de los siguientes elementos:

- I.- Política en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Ambiente.
- II.- Identificación de peligros y aspectos ambientales, análisis de riesgo y evaluación de impactos ambientales.
- III.- Requisitos legales.
- IV.- Objetivos, metas e indicadores.
- V.- Funciones, responsabilidad y autoridad.
- VI.- Competencia del personal, capacitación y entrenamiento.
- VII.- Comunicación, participación y consulta.
- VIII.- Control de documentos y registros.
- IX.- Mejores prácticas y estándares.
- X.- Control de actividades y procesos.
- XI.- Integridad mecánica y aseguramiento de calidad.
- XII.- Seguridad de contratistas.
- XIII.- Preparación y respuesta a emergencias.
- XIV.- Monitoreo, verificación y evaluación.
- XV.- Auditorias.
- XVI.- Investigación de incidentes y accidentes.
- XVII.- Revisión de resultados.
- XVIII.- Informes de desempeño.

Asimismo, a su vez demostró tener contemplado en el diseño de su instalación sistemas de mitigación y control de emergencias efectivos para la ocurrencia de eventos no deseables con características de daños por radiación y sobrepresión. Los principales sistemas pasivos como activos ubicados dentro de la instalación son los siguientes:

- Sistema de paro por emergencia (SIS)
- Red contra incendio
- Sistemas de monitoreo de las variables de control del proceso (SCD)
- Sistemas de monitoreo y actuación Fuego and Gas
- Válvulas relevadoras de presión (PSV)

Los análisis de los **eventos 6 y 7** nacen del concepto de evaluación de los peores casos los cuales no necesitan un origen razonable simplemente suceden, pero esto también deja abierto a que su probabilidad de ocurrencia sea remota, por lo cual deben ser considerados con una tendencia a mejoras continuas de operación y seguridad del centro de trabajo, más que con carácter de exigencias legislativas fuera de los contextos de nivel de riesgo tolerable y riesgo no tolerables bajo el cual se rige el sistema de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa.

Con base en el contexto anterior el análisis de los peores caso mencionados como ruptura catastrófica de la línea de 16" del patín de medición aguas arriba de la válvula PV-710/720 y ruptura catastrófica de la línea de 24" en límite de interconexión de PEMEX gasoducto hacia la caverna, deberán ser considerados e incluidos dentro del plan de respuestas de emergencia de las trampas de diablos de recibo-envió del gasoducto de 24" y la instalación de almacenamiento subterráneo de LPG Shalapa, tomándose en cuenta los siguientes parámetros: tiempos de respuestas en la atención del evento, rutas de evacuación de las instalaciones mencionadas, revisión del inventario de recursos con el que se cuente para poder dar atención al evento, la capacidad de cierre del sistema de válvulas de aislamiento, correcto funcionamiento de la red contra incendio, así como la adecuada capacitación del personal en materia de emergencias industriales, por último en caso de tener asentamientos humanos en las cercanías se deberá notificar a la comunidad la condición de peligro existente en las áreas compartidas al límite de batería.

Para concluir a juicio de experto y después de realizarse una iteracción de variables como probabilidad de ocurrencia, material bajo estudio, ubicación dentro del límite de batería condiciones de operación y radios de afectación; se determina que el evento 1 nombrado Fuga de LPG en la

unión bridada de la línea de 24" que entrega de la caverna a PEMEX LPG ducto, presentaría la afectación de mayor magnitud real para la instalación de almacenamiento subterráneo de gas LP Shalapa y el evento 4 Fuga de LPG en la cubeta de la trampa de diablos por poro de corrosión presentaría la afectación de mayor magnitud real para el área de trampas de diablos recibo-envió de PEMEX gasoducto de 24".

4.8.3.- Informe Técnico

Datos Generales del Regulado

Fecha de ingreso:			
DATOS DE LA EMPRESA CONTRATADA POR EL REGULADO PARA ELABORAR EL ANÁLISIS DE RIESGO			
Nombre de la empresa:	Safe Technologies, S.A. de C.V.		
Nombre de la persona responsable:	Lic. Oscar González Morales	Cargo:	Gerente General
DATOS GENERALES DEL REGULADO			
Registro Federal de Contribuyentes:	ASS-121115623		
Nombre, razón o denominación social:	Almacenamientos Subterráneos del Sureste, S.A. de C.V.		
Nombre del proyecto:	Almacenamiento de Gas L.P. en Caverna de Sal Geológicamente Estable.		
Objeto de la instalación del proyecto:	Transporte y Almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo.		
UBICACIÓN DE LAS INSTALACIONES			
Calle y Número:	Predio llamado Shalapa	Colonia/Localidad :	
Municipio/Alcaldía:	Ixhuatlán del Sureste	Estado:	Veracruz
Código Postal:	00348		
DOMICILIIO PARA OÍR O RECIBIR NOTIFICACIONES			
Calle y Número:	Sur 103 Número 1302, Quinto Piso	Colonia/Localidad :	Aeronáutica Militar
Municipio/Alcaldía:	Venustiano Carranza	Estado:	Ciudad de México
Código Postal:	15970		
Teléfonos		Correo electrónico	benito.solares@cydsa.com octavio.valdivia@cydsa.com

Nombre del Representante del Regulado:	Benito José Solares Novoa
Cargo:	Representante Legal de la empresa Almacenamientos Subterráneos del Sureste S.A. de C.V.

USO DE SUELO DONDE SE ENCUENTRA LA EMPRESA					
[redacted]	Agrícola	[redacted]	Rural	Habitacional	Industrial
Comercial		Mixto			

EL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN SE ENCUENTRA UBICADA EN UNA ZONA CON LAS SIGUIENTES CARACTERÍSTICAS			
Zona Industrial	Zona habitacional	Zona suburbana	Parque Industrial
Zona Urbana	[redacted]	Zona rural	Zona Marina

LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA		SUPERFICIE	
Coordenadas latitud N	94º 23' 58"	Total:	225.37 has
Coordenadas longitud W	18º 02' 3"	Requerida	17.80 has

Sustancias Manejadas

No.	Clave del escenario	Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Riesgo Químico					Capacidad total		Capacidad de la mayor unidad de almacenamiento (Ton)
				C	R	E	T	I	Producción (ton/día)	Almacenamiento (Ton)	
1	AC-SHALAPA-01-CMP	Mezcla Propano-Butano (Gas Licuado del Petróleo)	Propano 74-98-6 Butano 106-97-8 Etil mercaptano 75-08-1		0		1	4	NA	2,182,100 a 11,637,872	11,637,872
2	AC-SHALAPA-02-CMP				0		1	4			
3	AC-SHALAPA-03-CMP				0		1	4			
4	AC-SHALAPA-04-CMP				0		1	4			
5	AC-SHALAPA-05-CA				0		1	4			
6	AC-SHALAPA-06-PC				0		1	4			
7	AC-SHALAPA-07-PC				0		1	4			

Sustancias transportadas por ductos

No.	Clave de escenario	Nombre químico	No. CAS	Flujo (kg/s)	Proveedor	Longitud (km)	Diámetro del ducto (plg)	Presión (psi)		Espesor (mm)	Descricpción de la trayectoria
								Operación	Diseño		
1	AC-SHALAPA-01-CMP	Mezcla Propano-Butano (Gas Licuado del Petróleo)	Propano 74-98-6 Butano 106-97-8 Etil mercaptano 75-08-1	25.25 a 134.69	PEMEX	0.671	16"	739 a 810	881	0.4064	Patín de medición a Caverna 106
2	AC-SHALAPA-02-CMP										
3	AC-SHALAPA-03-CMP										
4	AC-SHALAPA-04-CMP										
5	AC-SHALAPA-05-CA										
6	AC-SHALAPA-06-PC										
7	AC-SHALAPA-07-PC										

Identificación y clasificación de riesgos

No.	Clave del escenario	Falla	Accidente hipotético					Ubicación					Metodología empleada para la identificación de peligros y evaluación de riesgos
			Fuga	Derrame	Dispersión tóxica	Radiación Térmica	Sobre Presión	Etapa de operación				Unidad o equipo de proceso	
								Almacenamiento	Proceso	Transporte	Servicios		
1	AC-SHALAPA-01-CMP	Fuga de LPG		NA	NA			NA	NA		NA	Unión bridada de la línea de 24"	¿Que pasa si? Hazop
2	AC-SHALAPA-02-CMP	Fuga de LPG										Bomba BA-201	¿Que pasa si? Hazop

No.	Clave del escenario	Falla	Accidente hipotético					Ubicación					Metodología empleada para la identificación de peligros y evaluación de riesgos
			Fuga	Derrame	Dispersión tóxica	Radiación Térmica	Sobre Presión	Etapa de operación				Unidad o equipo de proceso	
								Almacenamiento	Proceso	Transporte	Servicios		
3	AC-SHALAPA-03-CMP	Fuga de LPG										Piletas de salmuera	¿Que pasa si? Hazop
4	AC-SHALAPA-04-CMP	Fuga de LPG										Cubeta de trampas de diablos	¿Que pasa si? Hazop
5	AC-SHALAPA-05-CA	Fuga de LPG										Patín de medición	¿Que pasa si? Hazop
6	AC-SHALAPA-06-PC	Fuga de LPG										Linea de 16"	¿Que pasa si? Hazop
7	AC-SHALAPA-07-PC	Fuga de LPG										Línea de 24"	¿Que pasa si? Hazop

Criterios para la estimación de consecuencias

No.	Clave del esceneario	Dispersión tóxica						Radiación Térmica			Sobre presión			Otros
		IDHL	TLV_{8h}	$TLV1_{5min}$	Velocidad del viento (m/s)	Estabilidad atmósferica	Otros	1.4 kW/m²	5 Kw/m²	12.5-37.5 kW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3-10 psi	
1	AC-SHALAPA-01-CMP	NA			3.9	B	NA							NA

No.	Clave del esceneario	Dispersión tóxica						Radiación Térmica			Sobre presión			Otros
		IDHL	TLV_{8h}	$TLV1_{5min}$	Velocidad del viento (m/s)	Estabilidad atmósferica	Otros	1.4 kW/m²	5 Kw/m²	12.5-37.5 kW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3-10 psi	
2	AC-SHALAPA-02-CMP													
3	AC-SHALAPA-03-CMP													
4	AC-SHALAPA-04-CMP													
5	AC-SHALAPA-05-CA													
6	AC-SHALAPA-06-PC													
7	AC-SHALAPA-07-PC													

Estimación de consecuencias

No.	Clave de escenario	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada (m^3/s, m^3 o kg)		Estado físico	Programa de simulación empleado	Radiación térmica				Sobrepresión			
								Zona de Alto Riesgo		Zona de Amortiguamiento		Zona de Alto Riesgo		Zona de Amortiguamiento	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad			Distancia (m)	Tiempo (s)	Distancia (m)	Tiempo (s)	Distancia (m)	Tiempo (s)	Distancia (m)	Tiempo (s)
1	AC-SHALAPA-01-CMP		[redacted]	33,333	kg	Líquido	PHAST Versión 11	108.1	300	161.2	300	282.1	300	334.6	300
2	AC-SHALAPA-02-CMP			11,083	kg	Líquido		84.7		126.1		192.1		227.7	
3	AC-SHALAPA-03-CMP			1,000	kg	Líquido		104		138.5		217.3		318.9	
4	AC-SHALAPA-04-CMP			33,333	kg	Líquido		174.3		260.8		498.3		598.3	
5	AC-SHALAPA-05-CA			16,666	kg	Líquido		71.62		105.7		169.6		203.1	
6	AC-SHALAPA-06-PC	[redacted]		33,333	kg	Líquido		967		1,390		1118		1318	
7	AC-SHALAPA-07-PC			33,333	kg	Líquido		1,338		1,902		1118		1318	

4.9.- Identificación de los instrumentos metodológicos y elementos técnicos que sustentan la información presentada en el análisis de riesgo (Anexos).

4.9.1. Diagramas de flujo de proceso

- FR48-003-D06-0089 Diagrama de flujo de proceso área de deshidratación del sistema LPG.
- FR48-EP-GEN-PR-PFD-01001 Diagrama de flujo de proceso área de inyección y retiro de LPG de la caverna.
- FR48-EP-GEN-PR-PFD-01002 Diagrama de flujo de proceso sistema de salmuera.
- FR48-EP-GEN-PR-PFD-01003 Diagrama de flujo de proceso deshidratacion de LPG.
- ASSE-PGRAL-EPAM-RUT-EVAC (1-2) Plano de dispositivos de seguridad y rutas de evacuación.
- ASSE-PGRAL-EPAM-RUT-EVAC (2-2) Plano de dispositivos de seguridad y rutas de evacuación.

4.9.2. Diagramas de Tubería e Instrumentación

- FR48-EP-GEN-PR-PID-01040 DTI Sistemas de aspersión contra incendio.
- FR48-GM-GEN-PR-PID-11021 DTI Trampa de diablos e interconexión con gasoducto de 24".
- FR48-GM-GEN-PR-PID-11022 DTI Estación de medición de LPG.
- FR48-GM-GEN-PR-PID-11023 DTI Casa de bombas de inyección de LPG a cavernas.
- FR48-GM-GEN-PR-PID-11024 DTI Entrada de LPG a cavernas.
- FR48-GM-GEN-PR-PID-11025 DTI Depósitos de salmuera.
- FR48-GM-GEN-PR-PID-11026 DTI Estación de control de presión.
- FR48-GM-GEN-PR-PID-11027 DTI Deshidratación de LPG.
- FR48-GM-GEN-PR-PID-11031 DTI Sistema de desfogue y quemador de campo.
- FR48-GM-GEN-PR-PID-11032 DTI Sistema de combustible LPG.
- FR48-GM-GEN-PR-PID-11033 DTI Patín de gas combustible.
- FR48-GM-GEN-PR-PID-11034 DTI Casa de bombas contraincendio.

- FR48-GM-GEN-PR-PID-11035 DTI Red de agua contraincendio.
- FR48-GM-GEN-PR-PID-11036 DTI Red de agua de servicio.
- FR48-GM-GEN-PR-PID- 11037 DTI Red de aire
- FR48-003-D06-0088 hoja 9 DTI Sección del deshidratador.
- FR48-003-D06-0088 hoja 10 DTI Producto del filtro de separación.
- FR48-003-D06-0088 hoja 11 DTI Sección de acumulación de agua.
- FR48-003-D06-0088 hoja 12 DTI Sección del calentador de regeneración
- FR48-052-D06-0033 DTI Quemador de piso.
- FR48-049-D06-0011 DTI Patín de gas combustible.

4.9.3. Hojas de trabajo

- Hojas de trabajo Hazid
- Hojas de trabajo Hazop
- Hojas de trabajo ¿Qué pasa sí?
- Hojas de trabajo de Árbol de Fallas
- Hoja de Datos de Seguridad de GLP
- Hojas de resultados del Simulador PHAST
- Hojas de Árbol de Fallas de FIS
- Hoja de trabajo LOPA-SIL

4.9.4. Instrucciones de seguridad

- ASSE-SHA-OPE-PROC-001 Manual de Operación del ICSS y DCS (Alarmas y Sensores en Operación), el cual describe las características necesarias para que el Operador de Control Distribuido conozca las funciones básicas para el manejo del DCS desarrollado por Emerson y el Sistema Integrado de Seguridad y Control desarrollado por IKL, aplicable en las instalaciones de ASSE.
- ASSE-SHA-OPE-INST-0021 "Operación del Sistema de Fuego y Gas".

- ASSE-SHA-HSE-INST-0020 Que Hacer en caso de alarma general.
- ASSE-SHA-HSE-INST-0035 Conducta a seguir en caso de disparo de la sirena de alarma general.
- ASSE-SHA-OPE-INST-0018 Sistema de gas y combustible y quemadores.
- ASSE-SHA-OPE-INST-0020 Paros de emergencia.
- ASSE-SHA-TEC-INST-0002 Mantenimiento a válvulas de control.
- ASSE-SHA-TEC-INST-0003 Mantenimiento a bombas de proceso.
- ASSE-SHA-TEC-INST-0007 Mantenimiento instrumentación.
- ASSE-SHA-TEC-INST-0009 Seguimiento protección catódica.
- ASSE-SHA-TEC-INST-0012 Pruebas de medios de comunicación.
- ASSE-SHA-TEC-INST-0018 Mantenimiento a infraestructuras.
- ASSE-SHA-TEC-INST-0025 Mantenimiento a válvulas de seguridad.
- ASSE-SHA-TEC-INST-0054 Mantenimiento de las UPS de la marca gutor.
- ASSE-SHA-TEC-INST-0055 Mantenimiento de las UPS de la marca emerson.
- ASSE-SHA-TEC-INST-0060 Inspección, pruebas y mantenimiento a bombas de la red contraincendios.
- ASSE-SHA-TEC-INST-0060 Plan de emergencias mayores (Comité de Ayuda Mutua).
- ASSE-SHA-HSE-INST-0017 Plan de emergencia interno.
- Programa Anual de Simulacro 2020.
- Programa Anual de Capacitación en seguridad industrial, salud, seguridad operativa y protección del medio ambiente 2020.
- Programa anual de mantenimiento eléctrico 2020.
- Programa anual de mantenimiento de detectores y alarmas 2020.
- Programa anual de mantenimiento de instrumentos 2020.
- Programa anual de mantenimiento mecánico 2020.

- Programa Anual de mantenimiento de válvulas de seguridad 2020.

4.9.5. Bibliografía

- ANSI/ISA 84.00.01 2004 "Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry". (anteriormente ANSI/ISA S84.01 1996).
- ANSI/ISA-84.00.01-2004 Part 1 (IEC 61511-1 Mod) Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector.
- Base de datos de confiabilidad costa fuera (OREDA), SINTEF, 2002. (Offshore Reliability Data Handbook (OREDA), SINTEF Industrial Management, 2002).
- CCPS (Center for Chemical Process Safety) American Institute of Chemical Engineer. 2001 "Layer of Protection Analysis Simplified process Assesment". Marszal Ed y Scharpf. 2002. "Safety Integrity Level Selection- Systematic Methods Including Layer of Protection Analysis".
- Center for Chemical Process Safety (CCPS), American Institute of Chemical Engineers (AIChE). 2001 "Layers of Protection Analysis (LOPA): Simplified Process Risk Assessment". New York.
- Center for Chemical Process Safety (CCPS), American Institute of Chemical Engineers (AIChE). 1992 "Guidelines for Hazard Evaluation Procedures". Second Edition, New York.
- Center for Chemical Process Safety (CCPS), American Institute of Chemical Engineers (AIChE). 2000 "Guidelines for Chemical Process Quantitative Analysis". Second Edition, New York.
- Center for Chemical Process Safety (CCPS), American Institute of Chemical Engineers (AIChE). 1989 "Guidelines for Process Equipment Reliability Data with Data Tables". New York.
- Chemical Process Safety: Fundamentals with Applications; Crowl/Louvar; Prentice Hall, 1990.
- COMERI 144 Rev. 2 Lineamientos para realizar análisis de riesgos de proceso, análisis de riesgos de ductos, y análisis de seguridad física, en instalaciones de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios.

- Guidelines for hazard evaluation procedures, Second Edition with Worked Examples, Center for Chemical Process Safety, American Institute of Chemicals Engineers. Edition: 1995.
- The Guidelines Process Quantitative Risk Analysis. Second Edition, Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers, New York. 2000.
- NOM-028-STPS-2012 "Organización del Trabajo-Seguridad en los Procesos de Sustancias Químicas"
- Guía para realizar análisis de riesgos.
- Guía para la presentación del estudio de riesgo ambiental, para plantas en operación, ASEA, Secretaria del Ambiente y Recursos Naturales.
- Guía Técnica de Confiabilidad Operacional Para la Mejor Práctica: Funciones Protectoras Instrumentadas 800-16700-DCO-SCM-GT-008.
- Guía de Seguridad Funcional 300-90000-DG-ASP-02742 PEMEX Refinación. [24] Sistema de Gas y Fuego Detección y Alarmas NRF-210-PEMEX-2011.
- Goble, William M. 1998 "Control systems safety evaluation and reliability: techniques and applications". 2da edición. ISA
- Goble, William M. 2005 "Safety Instrumented Systems Verification: Practical Probabilistic Calculations". ISA
- IEC 61508 2010 "Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems".
- IEC 61511 2003 "Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector".
- IEC 61508-2010 (Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety-Related Systems).
- ISA-TR84.00.02-2002 – Part 2 "Safety Instrumented Functions (SIF) – Safety Integrity Level (SIL) Evaluation Techniques Part 2: Determining the SIL of a SIF via Simplified Equations".
- J.M. Santamaría, P.A. Braña Aísa "Análisis y Reducción de Riesgos en la Industria Química", Fundación Mapfre.

- Kletz, Trevor. 1998 "What went wrong? Case Histories of Process Plant Disasters". 4th edition. Gulf Publishing Company, Texas.
- Manual de Seguridad Industrial en Plantas Químicas y Petroleras, Tomo 1, J.M. Storch de Gracia. DG-SASIPA-SI-02741.
- Marszal, E.M.; E.W. Scharpf. 2002 "Safety Integrity Level Selection: Systematic Methods Including Layer of Protection Analysis". ISA.
- NRF-045-PEMEX-2010, denominada "Seguridad Funcional –Sistemas Instrumentados de Seguridad-Para los Procesos del Sector Industrial".
- NRF-045-PEMEX-2010. "Seguridad Funcional – Sistemas Instrumentados de Seguridad – Para los Procesos del Sector Industrial".
- Sistemas de Gas y Fuego: CEP NRF-184-PEMEX-2007.
- Sistema de Gas y Fuego Tableros de Seguridad NRF-205-PEMEX-2007.