



Estudio de Riesgo
Modalidad
Análisis de Riesgo
del Proyecto

**"Desarrollo de actividades petroleras
en el Campo Cuichapa Poniente,
Contrato
CNH-R01-L03-A7/2015"**



ÍNDICE.

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO.....	2
I.1 BASES DE DISEÑO.....	2
I.1.1 Características del sitio, susceptibilidad a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos. Terremotos o sismicidad, corrimientos de tierra, derrumbes o hundimientos, inundaciones, vulcanología, fallas geológicas, fracturas geológicas, deslizamientos, entre otros).....	2
I.1.2 Indicar los criterios de diseño y normas utilizadas para el proyecto con base a las características del sitio y a la susceptibilidad de la zona a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos.	3
I.1.2.1 Normas, códigos y estándares nacionales e internacionales utilizadas para el Proyecto.	3
I.1.2.2 Criterios de diseño.	13
I.1.2.2.1 Proyecto civil.	14
I.1.2.2.2 Proyecto mecánico.	16
I.1.2.2.3 Proyecto sistema contraincendio.	18
I.2 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO.....	21
I.2.1 Describir detalladamente el proceso por líneas de producción, reacciones principales y secundarias en donde intervienen materiales considerados de alto riesgo.	21
I.2.2 Listar todas las materias primas, productos, y subproductos manejados en el proceso, señalando aquellas que se encuentren en los Listados de Actividades Altamente Riesgosas.	27
I.2.3 Hojas de seguridad.	29
I.2.4 Almacenamiento.	29
I.2.5 Equipos de proceso y auxiliares.	30
I.2.6 Pruebas de verificación.	31
I.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN.....	32
I.3.1 Describir las condiciones de operación de la planta (flujo, temperaturas y presiones de diseño y operación), así como el estado físico de la(s) sustancia(s).	32
I.3.2 Especificación del cuarto de control.....	32
I.3.3 Sistemas de aislamiento.....	33
I.4 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	33
I.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	33
I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización.	51
I.4.2.1 Con base en los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's), identificar los riesgos en cada una de las áreas que conforman el proyecto, mediante la utilización de alguna metodología.	59
I.4.2.1.1 Resultados de la aplicación de la metodología.	59
I.5 BASES DE DISEÑO.....	60
I.5.1 Indicar las bases de diseño y normas utilizadas para la construcción del ducto.	60
I.5.1.1 Normas, códigos y estándares nacionales e internacionales utilizadas para el Proyecto.	60
I.5.1.2 Criterios de diseño.	63
I.6 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE.....	67
I.6.1 Detallar la descripción de la instalación (ducto, válvulas, estaciones de regulación y medición, estaciones de compresión, etc.). Indicar el alcance e instalaciones que lo conforman, origen, destino, número de líneas, diámetro longitud.	67
I.6.2 Composición de las sustancias a transportar.	79
I.6.3 Hojas de seguridad.	79
I.7 CONDICIONES DE OPERACIÓN.....	80
I.7.1 Describir las condiciones de operación (flujo, temperaturas y presiones de diseño y operación) del ducto y estaciones (de regulación y medición y/o compresión) así como el estado físico de las sustancias transportadas.	80
I.7.2 Pruebas de verificación. Descripción de las condiciones en las que se realizan las pruebas hidrostáticas, radiografiado, medición de espesores, protección mecánica, protección anticorrosiva, corrida de diablos, entre otros.	80
I.8 PROTECCIÓN Y MEDIDAS DE SEGURIDAD.....	83
I.8.1 Describir el procedimiento y medidas de seguridad contempladas para el ducto y las estaciones (de regulación y medición y/o compresión) durante la operación, así como los equipos requeridos.	83
I.9 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	84
I.9.1 Metodologías de identificación y jerarquización.	84

I.9.1.1 Con base en los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's), identificar los riesgos en cada una de las áreas que conforman el proyecto, mediante la utilización de alguna metodología.	88
I.9.1.1.1 Resultados de la aplicación de la metodología.	88
I.10 BASES DE DISEÑO.	92
I.10.1 Indicar los criterios de diseño y normas utilizadas para el proyecto con base a las características del sitio y a la susceptibilidad de la zona a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos.	92
I.10.1.1 Normas, códigos y estándares nacionales e internacionales utilizadas para el Proyecto.	92
I.10.1.2 Criterios de diseño.	96
I.10.1.2.1 Proyecto civil.	99
I.10.1.2.2 Proyecto mecánico.	105
I.10.1.2.3 Proyecto sistema contraincendio.	107
I.11 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO.	109
I.11.1 Describir detalladamente el proceso por líneas de producción, reacciones principales y secundarias en donde intervienen materiales considerados de alto riesgo.	109
I.11.2 Listar todas las materias primas, productos, y subproductos manejados en el proceso, señalando aquellas que se encuentren en los Listados de Actividades Altamente Riesgosas.	121
I.11.3 Almacenamiento.	122
I.11.4 Equipos de proceso y auxiliares.	123
I.11.5 Pruebas de verificación.	126
I.12 CONDICIONES DE OPERACIÓN.	127
I.12.1 Describir las condiciones de operación de la planta (flujo, temperaturas y presiones de diseño y operación), así como el estado físico de la(s) sustancia(s).	127
I.12.2 Especificación del cuarto de control.	128
I.12.3 Sistemas de aislamiento.	128
I.13 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.	129
I.13.1 Metodologías de identificación y jerarquización.	129
I.13.1.1 Con base en los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's), identificar los riesgos en cada una de las áreas que conforman el proyecto, mediante la utilización de alguna metodología.	129
I.13.1.1.1 Resultados de la aplicación de la metodología.	129
II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN ENTORNO A LAS INSTALACIONES.	134
II.1 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.	134
II.1.1 Metodología.	134
II.1.2 Escenarios de riesgo.	142
II.1.2.1 Simulación de los escenarios de riesgos.	143
II.1.2.2 Resultados de las modelaciones.	146
II.1.3 Representar las zonas de alto riesgo y amortiguamiento obtenidas en donde se puedan identificar los puntos de interés que se encuentren inmersos dentro de dichas zonas (componentes ambientales, áreas naturales protegidas, asentamientos humanos, zonas de reserva ecológica, cuerpos de agua, entre otros).	151
II.2 INTERACCIONES DE RIESGO.	151
II.2.1 Realizar un análisis y evaluación de posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos, ductos, o instalaciones que se encuentren dentro de la Zona de Alto Riesgo.	151
II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL.	153
II.3.1 Identificar y describir los componentes ambientales y asentamientos humanos que pueden ser afectados por los eventos de riesgo identificados, considerando las zonas de alto riesgo y amortiguamiento determinadas en el punto II.1. RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.	153
II.3.2 Valoración de dichos efectos sobre la integridad funcional de los ecosistemas (biodiversidad, fragilidad, hábitats, etc.), así como sobre la salud humana, presentando los resultados de dicho análisis.	160
II.4 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.	174
II.4.1 Metodología.	174
II.4.2 Escenarios de riesgo.	174
II.4.2.1 Simulación de los escenarios de riesgos.	175
II.4.2.2 Resultados de las modelaciones.	186
II.4.3 Representar las zonas de alto riesgo y amortiguamiento obtenidas en donde se puedan identificar los puntos de interés que se encuentren inmersos dentro de dichas zonas (componentes ambientales, áreas naturales protegidas, asentamientos humanos, zonas de reserva ecológica, cuerpos de agua, entre otros).	209

II.5 INTERACCIONES DE RIESGO	210
II.5.1 Realizar un análisis y evaluación de posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos, ductos, o instalaciones que se encuentren dentro de la Zona de Alto Riesgo.....	210
II.6 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL.....	211
II.6.1 Identificar y describir los componentes ambientales y asentamientos humanos que pueden ser afectados por los eventos de riesgo identificados, considerando las zonas de alto riesgo y amortiguamiento determinadas en el punto II.4. RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.....	211
II.6.2 Valoración de dichos efectos sobre la integridad funcional de los ecosistemas (biodiversidad, fragilidad, hábitats, etc.), así como sobre la salud humana, presentando los resultados de dicho análisis.....	214
II.7 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.....	216
II.7.1 Metodología.....	216
II.7.2 Escenarios de riesgo.....	216
II.7.2.1 Escenarios de riesgo. Batería de Separación.....	217
II.7.2.2 Simulación de los escenarios de riesgos. Batería de Separación.....	217
II.7.2.3 Resultados de las modelaciones. Batería de Separación.....	224
II.7.2.4 Escenarios de riesgo. Sistema de Compresión de Gas.....	236
II.7.2.5 Simulación de los escenarios de riesgos. Sistema de Compresión de Gas.....	236
II.7.2.6 Resultados de las modelaciones. Sistema de Compresión de Gas.....	242
II.7.3 Representar las zonas de alto riesgo y amortiguamiento obtenidas en donde se puedan identificar los puntos de interés que se encuentren inmersos dentro de dichas zonas (componentes ambientales, áreas naturales protegidas, asentamientos humanos, zonas de reserva ecológica, cuerpos de agua, entre otros).....	253
II.8 INTERACCIONES DE RIESGO.....	253
II.8.1 Realizar un análisis y evaluación de posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos, ductos, o instalaciones que se encuentren dentro de la Zona de Alto Riesgo.....	253
II.9 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL.....	255
II.9.1 Identificar y describir los componentes ambientales y asentamientos humanos que pueden ser afectados por los eventos de riesgo identificados, considerando las zonas de alto riesgo y amortiguamiento determinadas en el punto II.7 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.....	255
II.9.2 Valoración de dichos efectos sobre la integridad funcional de los ecosistemas (biodiversidad, fragilidad, hábitats, etc.), así como sobre la salud humana, presentando los resultados de dicho análisis.....	258
III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL.....	261
III.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.....	261
III.1.1 Indicar claramente las recomendaciones técnico-operativas resultantes de la aplicación de la metodología para la identificación y evaluación de riesgos.....	261
III.1.2 Sistemas de seguridad.....	261
III.1.3 Medidas preventivas.....	262
III.2 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.....	263
III.2.1 Indicar claramente las recomendaciones técnico-operativas resultantes de la aplicación de la metodología para la identificación y evaluación de riesgos.....	263
III.2.2 Sistemas de seguridad.....	264
III.2.3 Medidas preventivas.....	264
III.3 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.....	265
III.3.1 Indicar claramente las recomendaciones técnico-operativas resultantes de la aplicación de la metodología para la identificación y evaluación de riesgos.....	265
III.3.2 Sistemas de seguridad.....	266
III.3.3 Medidas preventivas.....	266
IV. RESUMEN.....	268
IV.1 SEÑALAR LAS CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.....	268
IV.2 HACER UN RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL.....	269
IV.3 PRESENTAR EL INFORME TÉCNICO DEBIDAMENTE LLENADO.....	276
V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.....	300
V.1 FORMATOS DE PRESENTACIÓN.....	300
V.1.1 Planos de localización.....	300
V.2 OTROS ANEXOS.....	300

GENERALIDADES.

El presente Estudio de Riesgo en su modalidad análisis de Riesgo para actividades del Sector Hidrocarburos corresponde al Proyecto "Desarrollo de actividades petroleras en el Campo Cuichapa Poniente Contrato CNH-R01-L03-A7/2015", promovido por la empresa Servicio de Extracción Petrolera Lifting de México S.A. de C.V. (Lifting de México).

Las actividades petroleras contemplan las acciones incluidas dentro del Plan de Desarrollo presentado por el Regulado, el cual se sustentó en la información entregada, aprobada y dictaminada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Parte de los objetivos del plan consideran la determinación del factor de recuperación de aceite y gas óptimo para maximizar la extracción de la reserva remanente y dar continuidad operativa al campo a través de una campaña de toma de información.

Entre las actividades planeadas para cumplir con los objetivos establecidos se encuentra, la perforación de desarrollo (vertical y direccional), reparaciones mayores y menores, mantenimientos a equipos, accesorios e instalaciones de producción, así, como la construcción de ductos e infraestructura necesaria para el manejo óptimo de la producción.

El análisis de actividades incluye los conceptos de perforación de pozos, construcción de un sistema de transporte por ductos el cual considera líneas de flujo o líneas de descarga, oleogasoductos, oleoductos, gasoductos, líneas de bombeo neumático y saloductos. Asimismo, se determina el riesgo implícito por la construcción de la Batería de Separación Acalapa y la modernización de la Batería de Separación Cuichapa 2 la cual implementará un Sistema de Compresión de Gas.

Delimitación del proyecto.

El Campo Cuichapa Poniente (CCP) se encuentra inmerso en un polígono con una superficie aproximada de 41.464 km² y coordenadas geográficas para 22 vértices que al ser ingresados al sistema de información geográfica (SIG) definieron una superficie real de 41.513 km² como área total, la cual será referida en su equivalencia de 4,151.32 ha en el presente estudio.

Las coordenadas de los vértices que delimitan el Proyecto se presentan a continuación:

Tabla 1. Coordenadas para el Área Contractual 7 Campo Cuichapa Poniente. Contrato No. CNH-R01-L03-A7/2015.

Vértice	Coordenadas geográficas WGS84 Contrato No. CNH-R01-L03-A7/2015		Coordenadas UTM Zona 15Q WGS84	
	Longitud	Latitud	X	Y
1	-94° 16' 30"	17° 58' 00"	364990.74	1986961.10
2	-94° 15' 00"	17° 58' 00"	367638.32	1986943.10
3	-94° 15' 00"	17° 56' 30"	367619.72	1984176.67
4	-94° 15' 30"	17° 56' 30"	366737.07	1984182.63
5	-94° 15' 30"	17° 55' 30"	366724.59	1982338.34
6	-94° 16' 00"	17° 55' 30"	365841.86	1982344.33
7	-94° 16' 00"	17° 54' 00"	365823.04	1979577.90
8	-94° 17' 30"	17° 54' 00"	363174.45	1979596.08
9	-94° 17' 30"	17° 54' 30"	363180.84	1980518.23
10	-94° 18' 00"	17° 54' 30"	362298.02	1980524.37
11	-94° 18' 00"	17° 55' 00"	362304.45	1981446.52
12	-94° 18' 30"	17° 55' 00"	361421.66	1981452.70
13	-94° 18' 30"	17° 55' 30"	361428.14	1982374.86
14	-94° 19' 00"	17° 55' 30"	360545.39	1982381.08
15	-94° 19' 00"	17° 56' 00"	360551.92	1983303.24
16	-94° 18' 30"	17° 56' 00"	361434.63	1983297.02
17	-94° 18' 30"	17° 58' 00"	361460.59	1986985.65
18	-94° 18' 00"	17° 58' 00"	362343.13	1986979.45
19	-94° 18' 00"	17° 58' 30"	362349.59	1987901.61
20	-94° 17' 30"	17° 58' 30"	363232.08	1987895.45
21	-94° 17' 30"	17° 59' 00"	363238.50	1988817.61
22	-94° 16' 30"	17° 59' 00"	365003.41	1988805.40

La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA) señala que se considera una actividad altamente riesgosa cuando se manejan cantidades iguales o superiores de una o más sustancias señaladas en el primer y/o segundo listado de actividades altamente riesgosas, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 28 de marzo de 1990 y 4 de mayo de 1992 respectivamente. En el caso de que la misma sustancia se encuentre indicada en ambos listados, se considerará la cantidad menor.

En este sentido, en las obras tipo a desarrollar, las sustancias a manejar será una mezcla de hidrocarburo (crudo), el cual contiene gas natural asociado y agua. Solo el gas natural se encuentra en el segundo listado de actividades altamente riesgosas publicado en el DOF el 4 de mayo de 1992, con una cantidad de reporte de 500 kg, la cual sobrepasa la cantidad de manejo en las obras a desarrollar.

Aunque el aceite a manejar no se encuentra dentro de los listados, y bajo la premisa de que el aceite ligero de 32° API contiene compuestos formados por sustancias como metano, etano, propano, entre otros, enunciados en el primer y segundo listado de actividades altamente riesgosas; por lo tanto, se requiere elaborar un estudio de riesgo.

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO.

I.1 BASES DE DISEÑO.

I.1.1 Características del sitio, susceptibilidad a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos. Terremotos o sismicidad, corrimientos de tierra, derrumbes o hundimientos, inundaciones, vulcanología, fallas geológicas, fracturas geológicas, deslizamientos, entre otros).

El análisis de susceptibilidad del sitio contemplo la superficie delimitada para el Sistema Ambiental Regional (SAR), el cual incluye los componentes ambientales que interactuarán con el Proyecto. En sus límites coinciden escurrimientos superficiales, generando la deposición de materiales en zonas bajas y áreas de aportes de sedimentos en lomeríos.

Tales características del entorno permiten identificar áreas con algún tipo de vulnerabilidad previo al inicio de actividades, ayudando a establecer criterios de diseño, selección de equipo, instrumentación y maquinaria.

Bajo una apreciación **geomorfológica**, el SAR forma parte de la Provincia Llanura Costera del Golfo Sur, Subprovincia Llanura Costera Veracruzana, siendo parte de la Llanura Aluvial Costera Inundable; geológicamente, la existencia de depósitos del Mioceno representados por unidades de lutita-arenisca-conglomerado.

Las unidades de roca de tipo sedimentario, constituidas por areniscas y conglomerados e intercalaciones de lutitas y areniscas. Superficialmente se presentan dos manifestaciones geológicas pertenecientes al Mioceno, bien delimitadas por la roca visible: lutita-arenisca que dan pie a la formación Geológica Paraje Solo y areniscas (areniscas y conglomerados) que dan origen a la formación Cedral.

Elementos estructurales tipo **fallas y fracturas geológicas**, no fueron identificados como parte del SAR; los de mayor cercanía resultaron ser fracturas en zonas de suaves lomeríos a 5.2 km al noreste y 7.8 km al noroeste.

Localizado en la **zona sísmica** B, el SAR se incluye en un área intermedia donde no se registran sismos tan frecuentemente o son zonas afectadas por altas aceleraciones pero que no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo.

El análisis de riesgos por **vulcanismo**, definen al SAR fuera de la Faja Volcánica Transmexicana y de las placas tectónicas actuales; la zona de volcanes de mayor proximidad se localiza a 58 km al noroeste, donde se distingue la presencia de estos en lo que corresponde a la zona de los Tuxtlas.

La susceptibilidad por **inestabilidad de laderas** localizada en zonas de la parte norte y centro-este del SAR, siendo éstas las más sensibles por deslizamientos; el riesgo se cataloga como alto y el general como muy bajo. Los deslizamientos que se presentan en el SAR son de tipo traslacional cuyas causas en su mayoría son climáticas, participando igualmente factores hidrológicos y geomorfológicos o topográficos.

El polígono del SAR es propenso a sufrir **inundaciones** de tipo combinado fluvial-pluvial cuando la temporada de lluvias desbordan los ríos. Se reportan lluvias durante todo el año, siendo septiembre y octubre los meses con mayores ocurrencias.

Incluido en la subprovincia fisiográfica Llanura de Inundación, define que la mayor parte del territorio del SAR sea llano permitiendo tal condición que los flujos superficiales de corrientes y escurrimientos se dirijan hacia su delimitación. Tal es el caso de las microcuencas Tacalaxmacayas (localizada al N), Nexmegata (atraviesa el centro y SO) el cual recibe el efluente intermitente del arroyo Mosta, Sonso (al SE) y Francia (delimitando el S).

De igual forma, durante la temporada de lluvias se presentan inundaciones y encharcamientos en los márgenes de los arroyos que atraviesan el sistema, principalmente por el arroyo Tacalaxmacayas y el Nexmegata con dirección noreste - suroeste respectivamente. De acuerdo con el perfil de elevación y tipo de suelo, las áreas bajas susceptibles a inundación se concentran al NO y SO del Proyecto.

Los tipos de **suelo** corresponden a Gleysoles, Acrisoles, Luvisoles y Cambisoles, con una susceptibilidad a la erosión de moderada a alta en Cambisoles; Luvisoles y Acrisoles moderadamente susceptibles y los Gleysoles de moderados a bajos. Estos últimos poco estables para la construcción y tendido de ductos por presentar corrosión hacia los metales, además de poseer un drenaje lento.

La pérdida del suelo determinada como **erosión hídrica actual**, correspondiendo a la clase incipiente con pérdidas inferiores a 5 ton/ha/año en un 62.30% de la superficie total del SAR y 67.77% del Proyecto. El mayor grado de erosión actual identificado en el SAR (>200 ton/ha/año) corresponde a la mina de arena sílica; otro de los polígonos pertenece a la mancha urbana de Tlacuilolapan.

I.1.2 Indicar los criterios de diseño y normas utilizadas para el proyecto con base a las características del sitio y a la susceptibilidad de la zona a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos.

I.1.2.1 Normas, códigos y estándares nacionales e internacionales utilizadas para el Proyecto.

El Proyecto por desarrollar será diseñado de acuerdo con las mejores prácticas de ingeniería expresadas en las normas y códigos aplicables de organismos reconocidos a nivel nacional e internacional de cada rama de la ingeniería involucrada en el proyecto. Entre los organismos considerados destacan las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) y Normas Mexicanas (NMX) aplicables.

A nivel internacional se han tomado en cuenta las normas y prácticas recomendadas del American Petroleum Institute (API), la American Society of Mechanical Engineers (ASME), International Standards Organization (ISO), Norwegian Standards Writing Bodies (NORSOK) entre otros, como se detalla posteriormente.

A continuación, se enlistan de manera enunciativa más no limitativa las normas, códigos y estándares nacionales e internacionales que aplicables al Proyecto. A pesar de que cada institución es independiente una de la otra, trabajan en algunos casos de manera conjunta y, por ende, existen varias similitudes por lo que se elegirá la particularidad normativa a criterio del desarrollador.

Estándares técnicos internacionales de aplicación general.

Tabla 2. Estándares técnicos internacionales de aplicación general.

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
API 1163A1:B23A1: B37	Calificación de sistemas de inspección en línea
API 1173	Práctica recomendada para sistemas de gestión de seguridad de tuberías y paquete de guías complementarias
API RP 1110	Práctica recomendada para la prueba de presión de tuberías de acero para el transporte de gases, gases de petróleo, líquidos peligrosos, líquidos altamente volátiles o dióxido de carbono
API RP 15CLT	Prácticas recomendadas para las mercancías tubulares de acero combinado
API Spec 15HR	Especificaciones para tuberías de fibra de vidrio de alta presión
API Spec 15LE	Especificación para el tubo de línea de polietileno (PE)
API Spec 15LR	Especificación para tubería de fibra de vidrio de baja presión
API Spec 15S	Tubo de plástico reforzado con bobina
ASME B16.10	Válvulas de acero y dimensiones de válvulas cara a cara y de extremo a extremo
ASME B16.11	Accesorios forjados, soldaduras de conexión y soldadura roscada
ASME B16.47	Bridas de acero de gran diámetro: NPS 26 a NPS 60 métrico / pulgadas estándar
ASME B16.5	Bridas para tuberías y accesorios con bridas: NPS 1/2 a NPS 24 Métrico / pulgadas estándar B16.5 - 2013
ASME B31.4	Sistemas de transporte por tuberías para hidrocarburos líquidos y otros líquidos
ASTM A1099 / A1099M-17	Especificación estándar para la modificación de acero de aleación forjadas, forjado bar y barras laminadas usadas comúnmente en Petróleo y Gas recipientes a presión
ASTM D4174-15	Práctica estándar para limpieza, enjuague y purificación de sistemas hidráulicos de fluidos de petróleo
ASTM D6973-14	Método de prueba estándar para indicar las características de desgaste de los fluidos hidráulicos de petróleo en una bomba de paletas de volumen constante de alta presión
ASTM D831 / D831M-12	Método de prueba estándar para el contenido de gas de los aceites de los cables y condensadores
ASTM F1093-99 (2012)	Métodos de prueba estándar para las características de resistencia a la tracción del auge de la respuesta al derrame de petróleo.
ASTM F2905 / F2905M-13	Especificación estándar para tuberías de línea de polietileno reticulado negro (PEX), accesorios y juntas para aplicaciones de producción de petróleo y gas
EN ISO 10417:2004	Sistemas de válvulas de seguridad de subsuelo - Diseño, instalación, funcionamiento y reparación
EN ISO 13631:2002	Industrias del petróleo y del gas natural. Unidad Paquete de Compresores Alternativos de Gas.

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
EN ISO 13709:2009	Bombas centrífugas para la industria petrolera, petroquímica y de gas natural
EN ISO 13710:2004	Bombas alternativas de desplazamiento positivo
EN ISO 14692-1:2017	Tuberías de plástico reforzado con fibra de vidrio. Parte 1: Vocabulario, símbolos, aplicaciones y materiales.
EN ISO 14692-2:2017	Tuberías de plástico reforzado con fibra de vidrio. Parte 2: Cualificación y fabricación
EN ISO 14692-3:2017	Tuberías de plástico reforzado con fibra de vidrio. Parte 3: Diseño de sistemas
EN ISO 14692-4:2017	Tuberías de plástico reforzado con fibra de vidrio. Parte 4: Construcción, instalación y operación
EN ISO 15136-1: 2009	Sistemas de bombeo de cavidad progresiva para elevación artificial – Parte 1: Bombas
IEC 60079-11:2011	Atmósferas explosivas - Parte 11: Protección del equipo por seguridad intrínseca
IEC 60079-29-2:2015	Detectores de gas - Selección, instalación, uso y mantenimiento de detectores de gases inflamables y oxígeno
ISO 10434:2004	Válvulas de compuerta de acero con bonete atornillado para las industrias petrolera, petroquímica y afines
NORSOK E-001	Sistemas eléctricos
NORSOK H-003	Calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC) y sistemas sanitarios
NORSOK I-001	Instrumentación de campo
NORSOK I-002	Seguridad y sistemas automatizados
NORSOK I-005	Diagrama de control del sistema
NORSOK I-106	Sistemas de medición para hidrocarburos líquidos y gas
NORSOK M - 001	Selección de materiales
NORSOK M - 101	Manufactura de acero para estructuras
NORSOK M - 102	Manufactura de aluminio para estructuras
NORSOK M - 120	Ficha de datos de materiales para acero
NORSOK M - 121	Material estructural de aluminio
NORSOK M - 122	Acero estructural fundido
NORSOK M - 501	Preparación de la superficie y recubrimiento de protección
NORSOK M - 503	Protección catódica
NORSOK M - 506	Modelo de cálculo de la tasa de corrosión de CO2
NORSOK M - 601	Soldadura e inspección de tuberías
NORSOK M - 622	Fabricación e instalación de sistemas de Tuberías GRP
NORSOK M - 630	Fichas de datos para materiales y tuberías
NORSOK M - 650	Calificación de fabricantes de materiales especiales
NORSOK M - 710	Calificación de materiales no metálicos y sus fabricantes - Polímeros
NORSOK N - 004	Diseño de estructuras de acero
NORSOK N - 005	Monitoreo de condiciones de estructuras de carga
NORSOK N - 006	Evaluación de la integridad estructural para estructuras costa afuera y de carga
NORSOK P - 002	Diseño del sistema de procesos
NORSOK Z - 001	Documentación para la operación
NORSOK Z - 003	Requerimientos para el flujo de información técnica
NORSOK Z - 004	Librerías de simbología CAD
NORSOK Z - 005	Estándar para el diseño 2D en CAD
NORSOK Z - 006	Preservación
NORSOK Z - 007	Terminación mecánica y puesta en marcha
NORSOK Z - 008	Mantenimiento basado en riesgo y clasificación de consecuencias

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
NORSOK Z - 013	Evaluación de preparación para atender emergencias y riesgos
NORSOK Z - 018	Documentación del equipo de proveedores
NORSOK Z - CR-002	Requisitos comunes. Sistema de identificación de componentes
NORSOK Z - DP-002	Sistema de codificación
NORSOK Z-015	Equipo temporal
NORSOKM - 123	Acero estructural forjado

PERFORACIÓN DE POZOS

Estándares técnicos perforación de pozos.

Los estándares técnicos para la perforación, fluidos de fractura y cementación de pozos tienen como objeto normalizar diversos elementos desde las pruebas de campo de fluidos, las pruebas de laboratorio, los equipos para la cementación de pozos hasta los fluidos de terminación.

Asimismo, los estándares técnicos para el equipo de perforación y producción pretenden normalizar diversos elementos desde los equipos de pozos y árboles de navidad, los equipos de elevación, las estructuras de perforación, así como las válvulas hasta los equipos de bombeo.

Tabla 3. Estándares técnicos internacionales de aplicación a las actividades de Perforación de Pozos.

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
NACIONALES	
NOM-002-SECRE-2010	Instalaciones de aprovechamiento de gas natural
NOM-014-SESH-2013	Conexión integral y conexión flexible que se utilizan en instalaciones de aprovechamiento de Gas L.P. o Gas Natural. Especificaciones y métodos de prueba
NOM-115-SEMARNAT-2003	Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y eriales, fuera de áreas naturales protegidas o terrenos forestales.
NOM-117-SEMARNAT-2006	Que establece las especificaciones de protección ambiental durante la instalación, mantenimiento mayor y abandono, de sistemas de conducción de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso por ducto, que se realicen en derechos de vía existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.
INTERNACIONALES	
API TR 10TR3	Temperaturas para las pruebas de tiempo de espesamiento operativo del cemento API - Informe de 1993 del Grupo de tareas de API sobre calendarios de temperatura de cementación
API 17L2	Guías para equipos auxiliares con tubería flexible.
API 2GEO/ ISO 19901-4	Consideraciones de Diseño Geotécnicas y de Base/Cimientos.
API 53	Estándar, Sistemas de Equipos de Preventores para Pozos de Perforación, Cuarta Edición, noviembre 2012.
API 5C2	Boletín de propiedades de rendimiento de las tuberías de revestimiento, producción y de perforación.
API 6A	Especificación para Cabezal de Pozo y Equipo de Árbol de Conexiones, Vigésima Edición octubre 2010.

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
API 6AV1	Especificación para la Validación de Válvulas de Seguridad Superficiales para Cabezales de Pozo y Válvulas de Seguridad Submarinas Costa Afuera, Segunda Edición, febrero 2013.
API Bull 6J	Prueba de Elastómeros de Yacimientos Petrolíferos
API BULL 97	Documentos de interfaz para la construcción de pozos.
API Bull E3	Guía Ambiental: abandono de pozos y prácticas en pozos inactivos para operaciones de exploración y producción en Estados Unidos de Norteamérica.
API HF3	Prácticas de mitigación por impacto en la superficie asociado al Fracturamiento Hidráulico
API RP 10B-2	Prácticas recomendadas para pruebas de cementos para Pozos.
API RP 10B-4	Práctica recomendada en la preparación y prueba de lechadas de cemento espumoso a presión atmosférica
API RP 10B-5/ISO 10426-5:2004	Práctica recomendada para la determinación de la contracción y expansión de formulaciones de pozos de pozo a presión atmosférica
API RP 10B-6/ISO 10426-6:2008	Práctica recomendada para determinar la resistencia al gel estático de las formulaciones de cemento
API RP 10D-2/ISO 10427-2:2004	Prácticas recomendadas para ubicación de centradores y pruebas de los sujetadores (stop collars).
API RP 10F/ISO 10427-3:2003	Práctica recomendada para las pruebas de rendimiento del equipo de flotación cementante
API RP 11AR	Práctica recomendada para el cuidado y uso de bombas subterráneas
API RP 11BR	Práctica recomendada para el cuidado y manipulación de las varillas de bombeo
API RP 11ER	Práctica recomendada para proteger unidades de bombeo
API RP 11G	Práctica recomendada para la instalación, mantenimiento y lubricación de unidades de bombeo
API RP 11S	Práctica recomendada para la operación, mantenimiento y solución de problemas de instalaciones de bombas sumergibles eléctricas
API RP 11S1	Práctica recomendada para el informe de desmontaje de bombas sumergibles eléctricas
API RP 11S2	Prueba de bomba sumergible eléctrica
API RP 11S3	Instalaciones de bombas sumergibles eléctricas
API RP 11S4	Práctica recomendada para el dimensionamiento y la selección de la instalación de la bomba sumergible eléctrica
API RP 11S5	Práctica recomendada para la aplicación de sistemas eléctricos de cables sumergibles
API RP 11S6	Práctica recomendada para la prueba de sistemas eléctricos de cable de bomba sumergibles
API RP 11S7	Práctica recomendada de aplicación y prueba de la sección de la cámara de sellado de la bomba sumergible eléctrica
API RP 11S8	Práctica recomendada sobre vibraciones del sistema sumergible eléctrico
API RP 11V5	Operación, Mantenimiento, Vigilancia y Solución de Problemas de Instalaciones de Gas-Lift
API RP 11V6	Diseño de instalaciones de elevación de gas de flujo continuo mediante válvulas operadas a presión de inyección
API RP 11V8	Práctica recomendada para el diseño del sistema de elevación de gas y la predicción de rendimiento
API RP 13A	Especificación para Materiales de Fluidos de Perforación, Decimoctava Edición, febrero 2010.
API RP 13B-1	Práctica Recomendada para Pruebas de Campo en Fluidos de Perforación con Base en Agua, Cuarta Edición, marzo 2009, Prórroga de 2 Años de junio de 2013.
API RP 13B-1/ISO 10414-1:2008	Prácticas Recomendadas de Procedimientos Estándares para determinar las características de fluidos de perforación base agua
API RP 13B-2	Práctica Recomendada para Pruebas de Campo en Fluidos de Perforación Base Aceite, Quinta Edición, abril 2014.
API RP 13B-2/ISO 10414-2:2002	Prácticas Recomendadas de Procedimientos Estándares para determinar las características de fluidos de perforación base aceite

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
API RP 13C	Práctica Recomendada para Evaluación de Sistemas de Procesamiento de Fluidos de Perforación, Quinta Edición, octubre 2014
API RP 13D	Reología e Hidráulica de Fluidos de Perforación de Pozos Petroleros, Sexta Edición, mayo 2010.
API RP 13I/ISO 10416:2008	Práctica Recomendada para Pruebas de Laboratorio de Fluidos de Perforación, Octava Edición, marzo 2009.
API RP 13J	Prueba de salmueras pesadas
API RP 13K	Práctica recomendada para el análisis químico de Barita
API RP 13L	Práctica recomendada para capacitación y calificación de tecnólogos de fluidos de perforación
API RP 13M/ISO 13503-1:2003	Práctica recomendada para la medición de propiedades viscosas de fluidos de finalización
API RP 13M-4/ISO 13503-4:2006	Práctica recomendada para medir la estimulación y la fuga de fluido del paquete de grava en condiciones estáticas
API RP 14A	Especificación para Equipo de la Válvula de Seguridad Subsuperficial, Duodécima Edición, enero 2015.
API RP 14B	Diseño, instalación, operación, pruebas y reparación de los Sistemas de Válvulas de Seguridad Subsuperficiales (SSSV).
API RP 14B/ ISO 10417:2004	Diseño, Instalación, Reparación y Operación de los Sistemas de Válvulas Subsuperficiales.
API RP 16ST	Sistemas de equipos de control de pozos de tubería flexible
API RP 19B	Evaluación de perforadores de pozos
API RP 19C/ISO 13503-2:2006	Práctica recomendada para la medición de apuntalantes utilizados en fracturación hidráulica y operaciones de empaque de grava
API RP 19D/ISO 13503-5:2006	Práctica recomendada para medir la conductividad a largo plazo de los apuntalantes
API RP 19G9	Diseño, operación y solución de problemas de pozos dobles de elevación de gas
API RP 4G	Práctica recomendada para el funcionamiento, la inspección, el mantenimiento y la reparación de estructuras de perforación y mantenimiento de pozos
API RP 59	Operaciones de control de pozo.
API RP 5A3/ISO 13678:2010	Práctica recomendada en compuestos de rosca para tubería de revestimiento, tubería, tubería de línea y elementos de vástago.
API RP 5A5/ISO 15463:2003	Inspección de campo de tubería de perforación nueva, tubería y tubo de perforación de punta plana. Práctica recomendada.
API RP 5B1	Medición e inspección de roscas de tubería de revestimiento, tubería y ductos.
API RP 5C1	Práctica recomendada para el cuidado y uso de la tubería y revestimiento. Práctica recomendada.
API RP 5C5/ISO 13679	Procedimientos para prueba de conexiones de tubería de revestimiento y tuberías de producción.
API RP 5C6	Conexiones de soldadura a la tubería. Práctica recomendada.
API RP 5C8	Cuidado, mantenimiento e inspección de tubos flexibles
API RP 5L1	Práctica recomendada para el transporte ferroviario de tubería.
API RP 5L2	Práctica recomendada para el recubrimiento interno de tubería de línea para el servicio de transmisión de gas no corrosivo.
API RP 5L3	Práctica recomendada para realizar pruebas de rasgadas (Conducting Drop-Weight Tear) en tuberías de línea
API RP 5L7	Práctica recomendada para el Recubrimiento Epóxico Ligado Internamente sin Fusión de tubería.
API RP 5L8	Práctica recomendada para la inspección de campo de tubería nueva,
API RP 5L9	Práctica recomendada para el revestimiento de epoxy adherido por fusión externa de tubería.
API RP 5LT	Práctica recomendada para el transporte de camiones de tubería.
API RP 6DR	Práctica recomendada para la reparación y refabricación de válvulas de tubería
API RP 6HT	Tratamiento térmico y pruebas de componentes de sección transversal grande y de componentes de sección transversal críticos de acero al carbono y de baja

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
	aleación.
API RP 74	Seguridad Ocupacional en Operaciones Terrestres de Producción de Gas y Aceite.
API RP 75L	Documento Guía para el Desarrollo de un Sistema de Gestión de Seguridad y Medio Ambiente para las Operaciones Terrestres de Producción de Aceite, Gas Natural y Actividades Asociadas.
API RP 76	Administración de la Seguridad en Operaciones de Perforación de Aceite y Gas para Contratistas.
API RP 7G	Diseño y Límites de Operación de la Sarta de Perforación.
API RP 7HU1	Uso seguro de uniones de martillo de 2 pulgadas para aplicaciones en yacimientos petrolíferos
API RP 7L	Procedimientos para la inspección, mantenimiento, reparación y remanufactura de equipos de perforación
API RP 8B	Inspecciones, mantenimiento, reparación y remanufactura de equipos de elevación
API RP 90-2	Manejo de Presión en el espacio anular de TR's de pozos terrestres.
API RP 92U	Operaciones de perforación bajo balance.
API RP 9B	Cuidado de la aplicación y uso de la cuerda de alambre para el servicio de campo petrolífero
API Spec 10A/ISO 10426-1:2009	Especificaciones para cementos y materiales usados en la cementación de pozos.
API Spec 10D/ISO 10427-1:2001	Especificaciones para centradores flexibles de tuberías de revestimiento.
API Spec 10TR-4	Reporte técnico concerniente a las consideraciones que se deben tener en cuenta para la selección de centradores para actividades de cementación primaria.
API Spec 11AX	Especificación para ensamblajes, componentes y accesorios de bomba de varilla de bombeo subsuperficial
API Spec 11B	Especificación para varillas de bombeo, varillas pulidas y revestimientos, acoplamientos, barras de hundimiento, abrazaderas de barra pulida, cajas de relleno y camisetos de bombeo
API Spec 11D1/ISO 14310:2008	Empacadores y tapones Puente
API Spec 11E	Especificaciones para unidades de bombeo
API Spec 13A/ ISO 13500:2009	Especificación para Fluidos de Perforación.
API Spec 14A/ ISO 10432	Especificación para el Equipo de Válvulas de Seguridad Subsuperficiales.
API Spec 16A / ISO 13533:2001	Equipos de Preventores (BOPs, Blow Out Preventer).
API Spec 16A/ISO 13533:2001	Especificación para perforar a través del equipo
API Spec 16C	Estrangulador y Sistemas de matar.
API Spec 16C	Equipo de estrangulación y muerte
API Spec 16D	Especificación para sistemas de control para equipos de control de pozos y sistemas de control para equipos de desvío
API Spec 16D/ ISO 22830	Sistemas de Control para el equipo de Perforación de pozos y equipos de desvío.
API Spec 16RCD	Especificación para dispositivos de control giratorio
API Spec 17L1	Especificación para Equipo Auxiliar de Tubería Flexible.
API Spec 19V/ISO 28781:2010	Válvulas de barrera sub superficiales y equipos relacionados.
API Spec 20A	Fundiciones de acero al carbono, acero aleado, acero inoxidable y aleación de base de níquel para su uso en la industria del petróleo y el gas natural
API Spec 20B	Forja abierta en forma de forjas para su uso en la industria del petróleo y el gas natural.
API Spec 20C	Forjas muertas cerradas para su uso en la industria del petróleo y gas natural
API Spec 20E	Atornillado de aleación y acero al carbono para su uso en las industrias del petróleo y el gas natural
API Spec 20F	Empernado resistente a la corrosión para su uso en las industrias del petróleo y el gas natural
API Spec 2B	Especificación para la fabricación de estructuras de acero

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
API Spec 4F/ ISO 13626:2004	Estructuras de perforación y servicios.
API Spec 5B	Especificación para enhebrar, calibrar e inspeccionar roscas de tubería de revestimiento, tubería y ductos.
API Spec 5CRA CRA/ISO 13680	Tubería de revestimiento y tubería de producción
API Spec 5CRA/ISO 13680:2008	Especificación para tubos sin soldadura de aleación resistente a la corrosión para su uso como tubería de revestimiento, tubería y acoplamiento. Especificación
API Spec 5CT	Especificaciones para tuberías de revestimiento y de producción
API Spec 5DP/ISO 11961:2008	Especificaciones para la tubería de perforación.
API Spec 5L	Especificación para tubería.
API Spec 5LC	Tubería de CRA
API Spec 5LCP	Especificación para tubería de línea flexible.
API Spec 5LD	Especificación para tubería de CRA
API Spec 5ST	Especificación para tubería flexible. Unidades U.S. habituales y unidades del Sistema Internacional.
API Spec 6A/ISO 10423:2009	Especificación para manantial y equipo de árbol de Navidad
API Spec 6D	Especificación para tuberías y válvulas de tuberías
API Spec 6FA	Prueba de fuego para válvulas
API Spec 6FB	Suplemento para prueba de fuego para conexiones finales
API Spec 6FD	Especificación para prueba de fuego para válvulas de retención
API Spec 7-1/ISO 10424-1:2004	Especificación para los elementos del vástago de taladro giratorio.
API Spec 7F	Cadena de campo petrolero y piñones
API Spec 7K	Equipo de perforación y mantenimiento de pozos.
API Spec 7NRV	Especificación para válvulas de retención para la sarta de perforación.
API Spec 8C	Especificación para equipos de elevación de perforación y producción (PSL 1 y PSL 2)
API Spec 9A	Especificación para la cuerda de alambre
API Std 11D3/ISO 15136-2:2006	Sistemas de bomba de cavidad progresiva para sistemas de impulsión de superficie de levantamiento artificial
API Std 16AR	Reparación y Remanufactura de preventores.
API Std 20D	Servicios de examen no destructivos para equipos utilizados en la industria del petróleo y el gas natural
API Std 521/ISO 23251	Sistemas para el alivio de presión y despresurización.
API Std 53	Sistemas de equipos de prevención de explosiones para pozos de perforación
API Std 65-2	Aislamiento de Zonas de Flujo Potencial durante la Construcción de Pozos.
API Std 689/ISO 14224	Recopilación e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos.
API Std 6ACRA	Aleaciones endurecidas a base de níquel para equipos de perforación y producción de petróleo y gas
API Std 6DX/ISO 12490:2011	Estándar para tamaños de actuadores y kits de montaje para válvulas de tubería
API Std 6X	Cálculos de diseño para equipos que contienen presión
API TR 10TR1	Evaluación de vainas de cemento
API TR 10TR2	Contracción y Expansión en pozo petroleros de cemento.
API TR 10TR4	Informe técnico sobre consideraciones relativas a la selección de centralizadores para operaciones de cementación primaria
API TR 10TR5	Métodos de prueba de centralizadores sólidos y rígidos
API TR 10TR6	Evaluación y prueba de tapones de limpiaparabrisas mecánicos de cemento
API TR 1PER15K-1	Protocolo para la Verificación y Validación de Equipo de alta presión y alta temperatura.
API TR 5C3/ISO 10400:2007	Informe técnico sobre ecuaciones y cálculos para tubería de revestimiento, tubería y línea utilizada como tubería de revestimiento o tubería; y tablas de propiedades de rendimiento para revestimiento y tubería. Reporte Técnico.

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
API TR 5TP	Instrucciones de ensamblaje de la posición de torque para la tubería API y la conexión de tubería. Reporte técnico.
API TR 5TRSR22	Informe técnico en SR22 Requisitos complementarios para resistencia a fugas mejorada LTC. Reporte técnico.
API TR 6F1	Informe técnico sobre el rendimiento de la API y las conexiones finales ANSI en una prueba de fuego de acuerdo con la especificación API 6FA.
API TR 6F2	Informe técnico sobre mejoras de resistencia al fuego para bridas API
API TR 6J1	Procedimientos de prueba de estimación de vida del elastómero
API TR 6MET	Límites de material metálico para equipos de cabeza de pozo utilizados en alta temperatura para aplicaciones API 6A y 17D
ASTM C 150/ C 150 M-16	Especificaciones para Cemento Portland" de la Sociedad Americana de Pruebas y Materiales.
CEN ISO / TS 16530-2: 2015	Integridad de pozos. Parte 2: Integridad de pozos para la fase operativa
EN ISO 15546:2011	Tubería de perforación en aleación de aluminio
EN ISO 27627:2014	Industrias del petróleo y del gas natural. Calibrado de conexiones roscadas de las tuberías de perforación en aleación de aluminio.
IADC	Catálogo de conocimiento, destrezas y habilidades para todo el personal de equipos de perforación (terrestre/costafuera).
IADC	Manual de perforación, 12a edición, 2015 (2 volúmenes).
IADC	Documento de interfaz para la construcción de pozos
IADC	WellSharp 2015. Requerimientos de competencia para operaciones de perforaciones de pozos
IADC HSE	Guía de casos para unidades de perforación en tierra.
ISO / TS 17969: 2017	Directrices sobre gestión de competencias para el personal de operaciones de pozos
ISO 10405:2000	Cuidado y uso de la Tubería de Revestimiento y Producción
ISO 10407-1	Diseño de la Sarta de Perforación.
ISO 10407-2: 2008 ISO 10407-2: 2008/Cor 1:2009	Equipo de perforación rotatoria. Parte 2: Inspección y clasificación de los elementos de la sarta de perforación
ISO 10414-1:2008	Pruebas de campo de fluidos de perforación. Parte 1: Fluidos a base de agua
ISO 10414-2:2011	Pruebas de campo de fluidos de perforación. Parte 2: Fluidos a base de aceite
ISO 10416:2008	Pruebas de laboratorio para fluidos de perforación
ISO 10417:2004	Sistemas de válvulas de seguridad en subsuelo. Diseño, instalación, operación y reparación
ISO 10423:2009	Equipo para pozos y árboles de navidad
ISO 10424-1:2004	Equipos de perforación rotativa. Parte 1: Elementos rotatorios de la sarta de perforación.
ISO 10424-2:2007	Equipos de perforación rotativa. Parte 2: Roscado y calibrado de las conexiones roscadas de los hombros giratorios
ISO 10426-1:2009/Cor 1:2010	Industrias de petróleo y gas natural – Cemento y materiales para la cementación de pozos – Parte 1. Especificaciones.
ISO 10426-3:2003	Cementos y materiales para la cementación de pozos. Parte 3: Ensayo de formulaciones de cemento de pozo profundo
ISO 10426-4:2004	Cementos y materiales para la cementación de pozos. Parte 4: Preparación y ensayo de suspensiones espumadas de cemento a presión atmosférica
ISO 10426-5:2004	Cementos y materiales para la cementación de pozos. Parte 5: Determinación de la contracción y expansión de formulaciones de cemento a presión atmosférica
ISO 10426-6:2008	Cementos y materiales para la cementación de pozos. Parte 6: Métodos para determinar la fuerza de gel estático de formulaciones de cemento
ISO 10427-1:2001	Equipos para la cementación de pozos. Parte1: Cajones centralizadores de resorte
ISO 10427-2:2004	Equipos para la cementación de pozos. Parte 2: Colocación del centralizador y prueba de cuello de botella
ISO 10427-3:2003	Equipos para la cementación de pozos. Parte 3: Pruebas de rendimiento del equipo de flotación de cemento

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
ISO 10428:1993	Varillas de succión (barras de pony, varillas pulidas, acoplamientos y subacoplamientos) - Especificación
ISO 10431-1993	Unidades de bombeo - Especificaciones
ISO 10432:2004	Equipo de fondo de pozo. Equipo de válvula de seguridad en subsuelo
ISO 10438-1:2007	Industrias del petróleo y el gas natural - Fluidos y materiales de terminación - Parte 1: Medición de las características de flujo de los fluidos de terminación
ISO 10441:2007	Acoplamientos flexibles
ISO 12736:2014	Recubrimientos para aislamiento térmico en húmedo
ISO 13354: 2014	Equipo de desviación de gas poco profundo
ISO 13500:2008/Cor 1:2009 ISO 13500:2008/Amd 1:2010	Materiales para fluidos de perforación. Especificaciones y ensayos
ISO 13501:2011	Evaluación de equipos de procesamiento
ISO 13503-1:2011	Fluidos de terminación y materiales. Parte 1: Medición de las propiedades viscosas de los fluidos de terminación
ISO 13503-2:2006/Amd 1: 2009	Fluidos de terminación y materiales. Parte 2: Medición de las propiedades de los agentes de apuntalamiento utilizados en las operaciones de fracturamiento hidráulico y empaque de grava
ISO 13503-3:2005/ Cor 1: 2006	Fluidos de terminación y materiales. Parte 3: Ensayo de salmueras pesadas
ISO 13503-4: 2006	Fluidos de terminación y materiales. Parte 4: Procedimiento para medir la estimulación y el escape de fluido en condiciones de estática
ISO 13503-5: 2006	Fluidos de terminación y materiales. Parte 5: Procedimientos para medir la conductividad a largo plazo de los apuntalamientos (proppants).
ISO 13503-6:2014	Fluidos de terminación y materiales. Parte 6: Procedimiento para medir fugas de fluidos de terminación en condiciones dinámicas
ISO 13533:2001 ISO 13533:2001/Cor 1:2005	Equipo de perforación
ISO 13534:2000	Inspección, mantenimiento, reparación y remanufactura de equipos de elevación
ISO 13535:2000	Equipo de izaje – especificaciones
ISO 13626:2004	Equipos de perforación y producción - Estructuras de perforación y mantenimiento
ISO 13628-10	Garantía de la Tubería Flexible
ISO 13710:2004	Bombas reciprocantes de desplazamiento positivo
ISO 14310:2008	Embaladores y enchufes de puente
ISO 14693:2003	Equipos de perforación y mantenimiento
ISO 14998:2013	Accesorios de Terminación.
ISO 15136-1:2009	Sistemas de bombeo progresivo para elevación artificial. Parte 1: Bombas
ISO 15136-2: 2006	Parte 2: Sistemas de accionamiento por superficie
ISO 15463:2003/Cor 1:2009	Inspección en campo de tubería de revestimiento nueva, tubería de producción y tubería de perforación lisa
ISO 15464	Calibración e inspección de roscas
ISO 15544	Requisitos y guías para respuestas de emergencia.
ISO 15551-1:2015	Equipos de perforación y producción - Parte 1: Sistemas eléctricos de bomba sumergible para elevación artificial
ISO 15649:2001	Tubería
ISO 16070:2005	Mandriles de bloqueo y pezones de aterrizaje
ISO 16339	Equipo de Control de Pozos para operaciones de perforación HPHT (AP/AT, alta presión alta temperatura).
ISO 16440: 2016	Líneas de acero revestido
ISO 16530-1:2017	Integridad del pozo - Parte 1: Gobierno del ciclo de vida
ISO 16530-2:2015	Fase operacional de integridad de pozos
ISO 17078-1: 2004 ISO 17078-1:2004/Cor 1:2010	Equipo de perforación y producción. Parte 1: Mandriles de bolsillo lateral

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
ISO 17078-2:2007 ISO 17078-2:2007/Cor 1: 2009	Equipo de perforación y producción. Parte 2: Dispositivos de control de flujo para mandriles de bolsillo lateral
ISO 17078-3: 2009	Equipo de perforación y producción. Parte 3: Herramientas para correr, herramientas de tracción y herramientas y pestillos de retroceso para mandriles de bolsillo lateral
ISO 17078-4: 2010	Equipo de perforación y producción. Parte 4: Prácticas para mandriles de bolsillo lateral y equipo relacionado
ISO 17824:2009	Equipo de fondo de pozo. Pantallas de arena
ISO 17969:2015	Guía sobre la competencia para el personal de pozos.
ISO 19901-5	Control de densidad
ISO 21329:2004	Procedimientos para pruebas de conectores mecánicos en líneas
ISO 27627:2014	Calibración de roscas en tubería de perforación de aluminio
ISO 28781:2010	Válvulas de barrera de subsuelo y equipo relacionado
ISO TR 13881	Clasificación y evaluación de la conformidad de productos, procesos y servicios.
ISO-10426-2	Industrias de petróleo y gas natural – Cemento y materiales para la cementación de pozos – Parte 2. Pruebas de cementación de pozos.
NORSOK D-001	Instalaciones de Perforación. Tercera Edición, diciembre 2012.
NORSOK D-001	Instalaciones de perforación
NORSOK D-002	Equipo de intervención de pozos
NORSOK D-007	Sistemas de prueba de pozos
NORSOK D-010	Operaciones e integridad en perforación de pozos.
NORSOK D-10	Integridad del Pozo en la Perforación y operaciones del Pozo. Rev. 4, junio 2013.
NORSOK M-001	Selección de materiales. Quinta Edición, septiembre 2014.
NORSOK M-501	Preparación de superficie y revestimiento protector Sexta Edición, febrero 2012.
NORSOK R – 002	Equipo de elevación
NORSOK R – 003	Uso seguro del equipo
NORSOK R – 005	Uso seguro del equipo de elevación y transporte en plantas petroleras terrestres
NORSOK R-001	Equipo mecánico NORSOK R-001. Rev. 3, nov. 1997.
NORWEGIAN OIL & GAS	Introducción a la Integridad de pozos.
OGP 476	Recomendaciones para las mejoras en la capacitación, examen y certificación de control de pozos.
OGUK OP006	Guía para la Suspensión y Abandono de Pozos.
OGUK OP065	Guía sobre las competencias para el personal de pozos, incluyendo ejemplos.
OGUK OP069	Guía para la integridad de pozo.
OGUK OP071	Guía para la suspensión o abandono de pozos, incluyendo guías sobre la calificación de los materiales para la suspensión o abandono de pozos.
Well Life Cycle Integrity Guidelines, Issue 3, March 2016	Guía para la integridad del ciclo de vida, emitido el 3 de marzo 2016

I.1.2.2 Criterios de diseño.

Bajo el concepto de perforación se incluyen pozos de producción (de desarrollo), así como las obras complementarias necesarias para su construcción y operación.

El diseño de la perforación de pozos es un proceso sistemático y ordenado, el cual requiere que algunos aspectos se determinen antes que otros; por ejemplo, la predicción de presión de fracturamiento requiere que la presión de formación sea determinada previamente.

Las etapas por seguir durante el diseño de pozos están bien identificadas y son las siguientes:

- Recopilación de la información disponible.
- Predicción de presión de formación y fractura.
- Determinación de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Selección de la geometría y trayectoria del pozo.
- Programa de fluidos de perforación.
- Programa de barrenas.
- Diseño de tuberías de revestimiento y Programa de cementación.
- Selección del equipo de perforación.
- Tiempo estimado de la perforación.

Para perforar un pozo, se requiere de uno o más puntos para ubicar la trayectoria que debe seguir; una coordenada que nos indicará la posición desde la cual se inicia la perforación y otra que nos indicará el punto en el que se localiza el objetivo.

El primer paso en la planeación de un pozo es la recolección de información de los pozos vecinos perforados en el área; una vez que se establecen los objetivos del pozo, se deberán considerar los pronósticos geológicos consistentes en:

- La columna geológica esperada.
- Los bloques afallados de la estructura para seleccionar los pozos vecinos.
- La identificación de las anomalías geológicas que pueden encontrarse durante la perforación del pozo.
- Contar con mapas geológicos para seleccionar los pozos que se revisarán para programar el nuevo pozo.

Para el diseño de los pozos se tiene como premisas:

- Asegurar conformidad con todos los requerimientos y regulaciones nacionales e internacionales.
- El pozo diseñado para mantener el control y la contención de los fluidos del yacimiento y de la perforación.
- Proveer soluciones técnicas utilizando tecnología avanzada.

I.1.2.2.1 Proyecto civil.

Las dimensiones de las plataformas de los pozos contemplados para perforar serán de 80 x 120 metros y ocuparán una superficie de 9,600 m². Asimismo, para su construcción y desarrollo se requerirán de las siguientes actividades.

Trazo. Se realizará el levantamiento topográfico de la plataforma de perforación donde se colocará el equipo, incluyendo el camino de acceso y área de estacionamiento.

Transporte de maquinaria. Se trasladará hacia el área donde se realizará la obra la maquinaria, el equipo y las herramientas de trabajo requeridas.

Desmote y despalme. Se realizará el desmote o eliminación de la cobertura vegetal existente en el área, a fin de preparar el terreno para la construcción de la infraestructura de perforación y permitir buena visibilidad en áreas de acceso.

El despalme consistirá en el retiro de 30 cm en promedio de suelo mediante maquinaria desalojando la capa superficial que por sus características no son adecuadas para la construcción, estimando para plataforma de perforación de pozos (80 x 120 m) un volumen de 2,880 m³ y en el caso de despalme por camino de acceso (10 x 350 m), el volumen a generar considera 1,050 m³.

Nivelación. Con la ayuda de maquinaria se nivelará el terreno natural donde se realizará la obra.

Rehabilitación / construcción de caminos de acceso. Se rehabilitarán las vías de acceso existentes y de ser necesario se hará el desmote y despalme de nuevos caminos a la plataforma para el tránsito de la maquinaria.

Área de estacionamiento. Al final del camino de acceso e inicio de la localización, se construirá un área de dimensiones de 3.5 x 15 metros, en función de la topografía del terreno, como área de estacionamiento de vehículos que utilizará el personal que ingresará a la instalación y la cuál no debe obstruir el paso de vehículos y del personal en caso de emergencia.

Transporte de material pétreo. Se transportarán los materiales para la formación del terraplén y del revestimiento de bancos de materiales pétreos, considerando el inventario de bancos de materiales de la SCT, además de que dichos bancos de materiales pétreos deberán contar con las autorizaciones ambientales correspondientes.

Construcción y compactación de terraplenes. Los terraplenes se construirán con arcilla proveniente de bancos autorizados, se extenderán con tractor o motoconformadora, colocándose en capas de 30 cm de espesor como máximo y se agregará agua hasta que adquiera una humedad igual o ligeramente mayor a la óptima, y para su compactación se utilizará rodillo liso vibratorio y patas de cabra, hasta alcanzar el grado de compactación de 90-95%.

Si el material de construcción para el terraplén es a base de arenas, limos o mezcla de ambos materiales, se considerará la protección de taludes para evitar deslaves por precipitación pluvial, complementándose con la utilización de guarniciones, bordillos o lavaderos.

En la superficie de la plataforma se instalarán entre otros elementos: alcantarillas,

cunetas, cercas perimetrales, portón de acceso, contrapozo, guardaganado y accesorios, todos ellos apegados a los procedimientos, normas y especificaciones generales.

I.1.2.2.2 Proyecto mecánico.

La perforación es un plan de ingeniería para la construcción de un pozo petrolero, el cual incluye la geometría del pozo, el programa de revestidores, el programa de lodos, todo lo concerniente al control del pozo, la selección de barrenas de perforación, información o registros, estimación de las presiones de poro y los procedimientos especiales que se pueden ser necesitados durante el curso de la perforación del pozo.

La perforación se llevará a cabo con un equipo ya diseñado el cual se trasladará al sitio, cuyos componentes se detallan a continuación.

Tabla 4. Principales componentes del equipo de perforación.

Unidad/Componente	Unidad/Componente
Malacate	Sistema de control y Conversión de Potencia
Torre / Mástil	Sistema de Generación
Corona	Bombas para Lodos
Polea Viajera	Sistema BOP
Top Drive	Temblorina
Rotaria	Presas para fluidos de perforación
Ancla de Peso	Presas para recortes de perforación

Los análisis de núcleos a realizar comprenden estudios petrográficos y petrofísicos; los posibles intervalos de evaluación corresponden al Mioceno Medio-Superior.

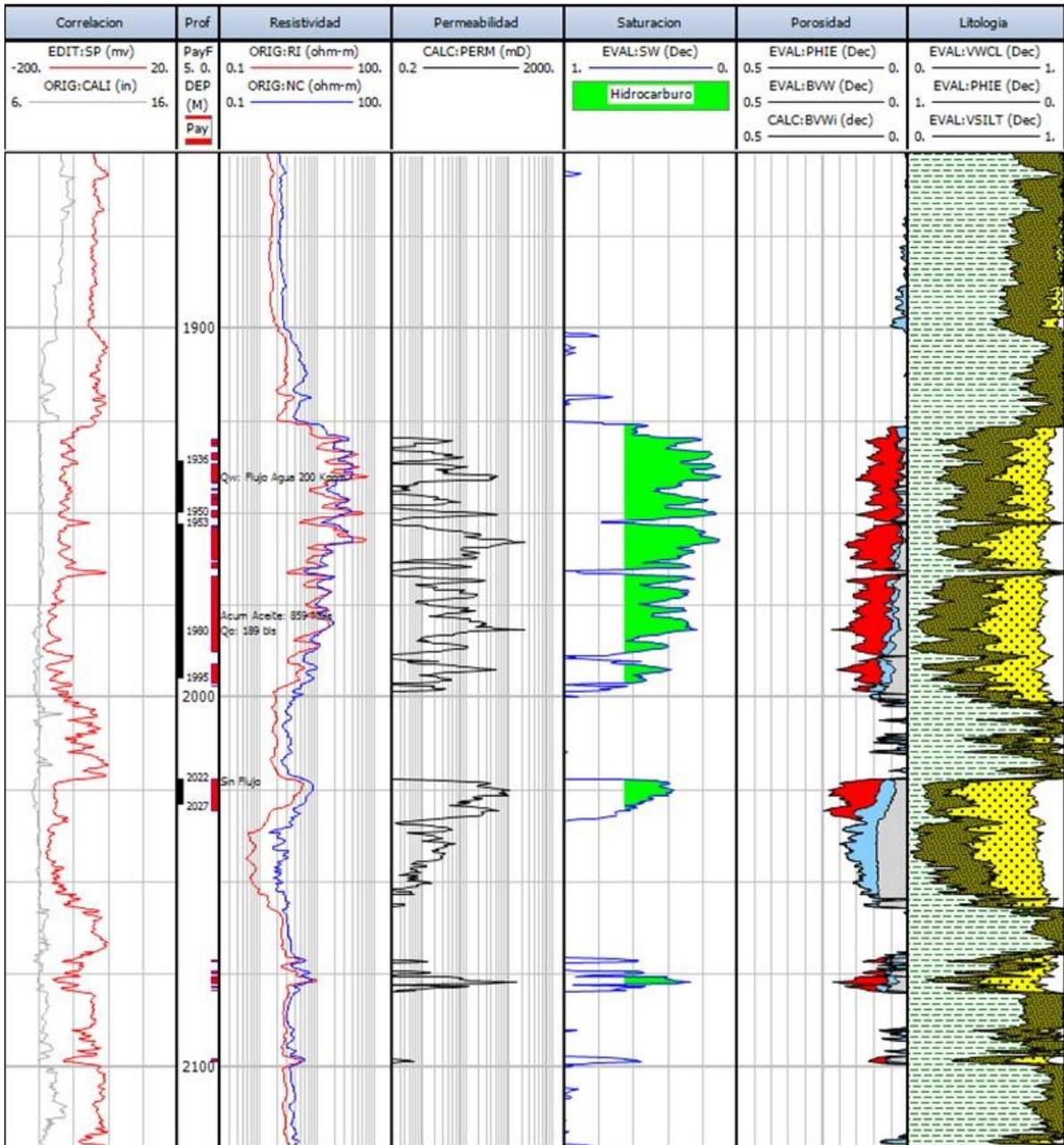


Figura 1. Evaluación petrofísica.

Fuente: Plan de Desarrollo Campo Cuichapa Poniente.

Del mismo modo, se presenta el estado mecánico propuesto para perforación de un pozo tipo en el CCP.

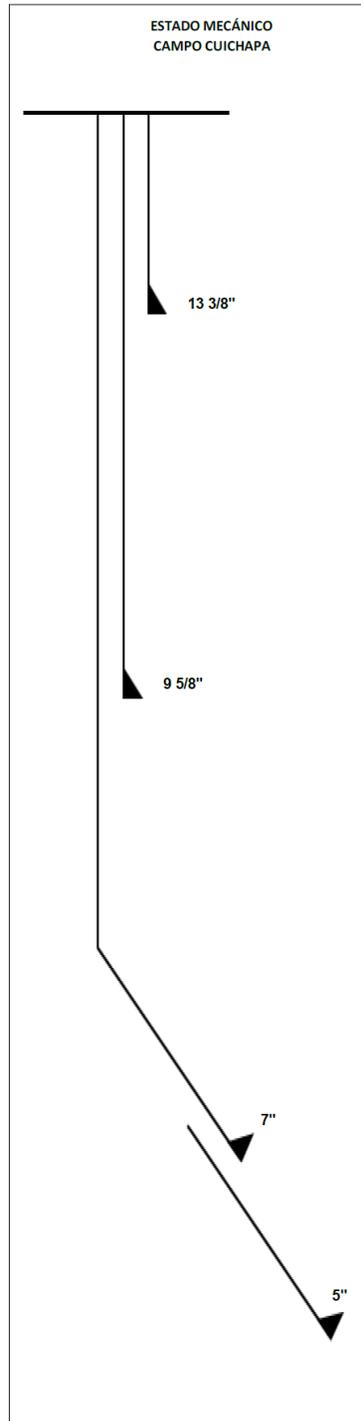


Figura 2. Estado mecánico de pozo tipo. Campo Cuichapa Poniente

I.1.2.2.3 Proyecto sistema contraincendio.

En la siguiente tabla se enlista la cantidad y distribución de los recursos del sistema contraincendio con los que contará el equipo de perforación.

Tabla 5. Recursos materiales para el sistema contraincendio.

Cantidad	Unidad	Descripción	Ubicación
1	Pieza	Luces de situación	Corona de la torre de perforación
2	Pieza	Luces de emergencias	Caseta de control y Potencia (PCR) (2X 54W).
1	Pieza		Caseta planta de luz No. 1 (2 X 60W)
1	Pieza		Caseta planta de luz No. 2 (2 X 60W)
1	Pieza		Caseta planta de luz No. 3 (2 X 60W)
1	Pieza		Caseta del perforador (piso de perforación) (3 X 35W)
1	Pieza		Alarmas audibles (cornetas accionadas con aire)
1	Pieza	Presa de asentamiento	
1	Pieza	Presa de succión	
1	Pieza	Equipo de voceo	Caseta del Company Man
1	Pieza		Piso de perforación
1	Pieza		Presa de asentamiento
1	Pieza		Presa de succión
1	Pieza		Caseta de control y potencia (PCR)
1	Pieza	Equipo de voceo manos libres	Changuera
1	Pieza		Piso de perforación
1	Sistema	Sistema de paro de emergencia de la corona	Se encuentra instalado un sistema de protección neumático para la corona en la parte inferior del malacate y una válvula neumática que corta la señal de aire a los embragues en la consola del perforador.
1	Sistema	Sistema de paro de emergencia de motores de combustión interna	Se encuentran tres sistemas cada motor de combustión interna cuenta con un sistema de paro de emergencia instalado en el tablero local del motor.
1	Pieza	Matachispas	Hay tres sistemas uno en cada motor de las plantas de luz del equipo.
1	Pieza	Válvula de seguridad	Hay tres válvulas una instalada en cada bomba de lodo y dos de repuesto en la localización.
1	Pieza	Válvulas	1 válvula superior y 1 válvula inferior de la flecha; para control de presiones, existen válvulas de pie y válvulas de contrapresión.
1	Sistema	Preventores	Sistema de preventores (Normas API): 5,000; 10,000, 15,000 K; ubicado en el contrapozo. Unidad acumuladora para operar preventores (1 unidad en el equipo)
2	Equipo	Respiración autónomo	Equipo de respiración autónomo.
3	Extintores	136 kg PQS	Ubicados en las bombas de lodo, unidad acumuladora Koomey y silo de barita.
9	Extintores	9 kg PQS	Ubicados en la Presa de asentamiento, área de mezclado succión, piso de perforación, árbol de estrangulación, unidad acumuladora koomey, tanque de diesel residuos peligrosos, caseta de soldador, caseta de material químico.
4	Extintores	CO ₂	Ubicados en la planta de luz, 3 en la caseta de control y potencia y planta auxiliar.
4	Pieza	Lavaojos	Ubicados en la presa de succión, presa de asentamiento, piso de perforación y caseta de material químico.
1	Pieza	Arnés	Caseta de herramientas de perforación
1	Pieza	Camilla	Caseta de seguridad
1	Pieza	Botiquín	Ubicado en el tráiler habitacional de seguridad.
1	Sistema	Sistema de bombeo	Se cuenta con una conexión especial de 6", para instalar motobomba contraincendios.

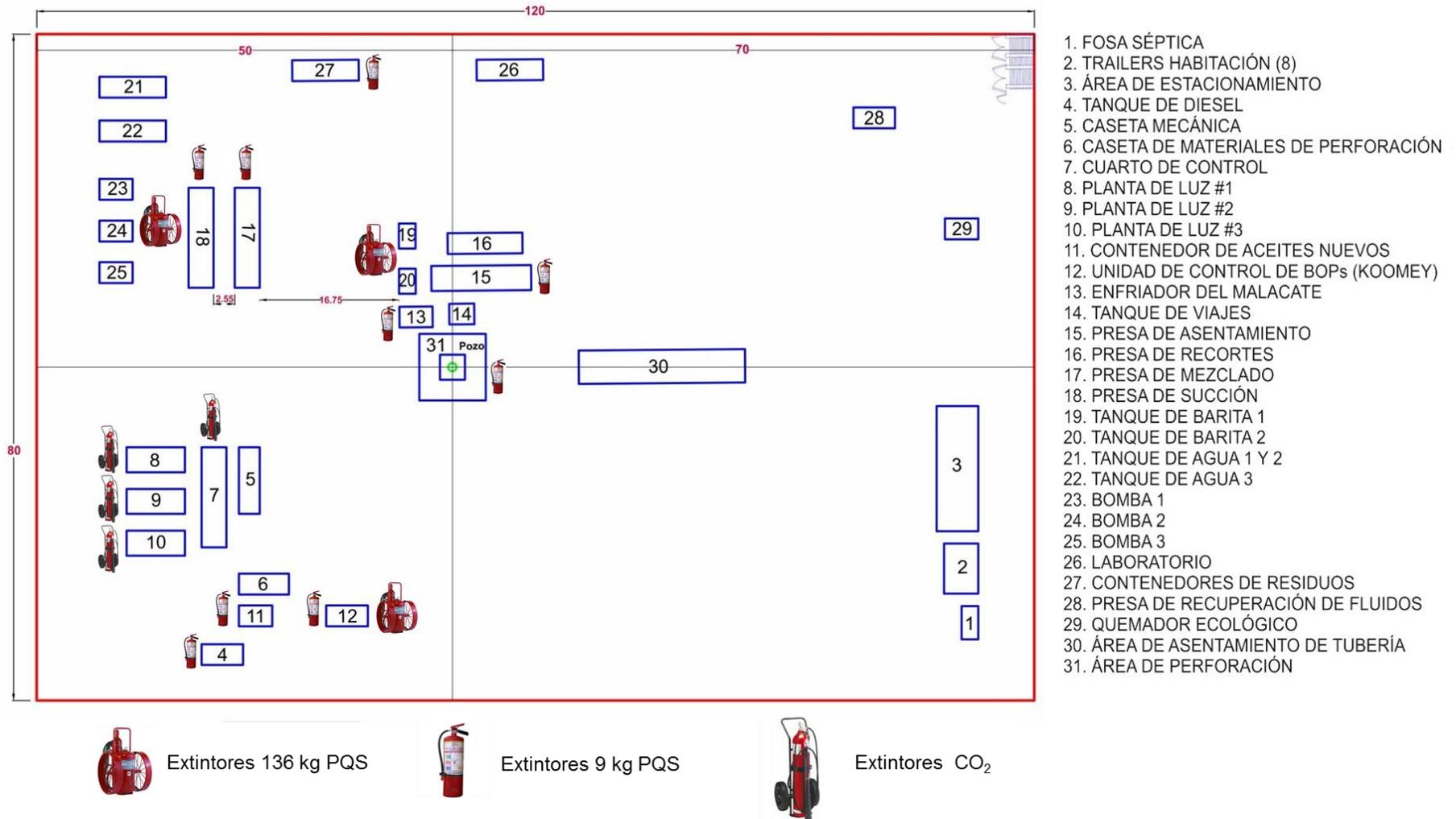


Figura 3. Ubicación de los extintores en el equipo de perforación.

I.2 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO.

I.2.1 Describir detalladamente el proceso por líneas de producción, reacciones principales y secundarias en donde intervienen materiales considerados de alto riesgo.

Las actividades petroleras contemplan la perforación de 63 pozos de producción, incluyendo la perforación de desarrollo (vertical y direccional), así como reparaciones mayores y menores.

El presente ERA analiza la etapa de perforación de un pozo la cual se identifica como la fase con la mayor probabilidad de ocurrencia de un evento de riesgo de grandes consecuencias con afectaciones al medio y a las personas.

Los 63 pozos a perforar se encuentran distribuidos a lo largo de la superficie del CCP, cuyas coordenadas geográficas se presentan a continuación.

Tabla 6. Coordenadas de los pozos a perforar, en el área del Proyecto.

**COORDENADAS DE
UBICACIÓN DE LA
INSTALACIÓN.
(INFORMACIÓN
RESERVADA).
INFORMACIÓN PROTEGIDA
BAJO LOS ARTÍCULOS 110
FRACCIÓN I DE LA LFTAIP
113 FRACCIÓN I DE LA
LGTAIP.**

**COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA
INSTALACIÓN. (INFORMACIÓN RESERVADA).
INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS
ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP 113
FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.**

Perforación del pozo.

Una vez seleccionada y localizada la superficie para ubicar el pozo, se construye la llamada plataforma, en la cual se instalará el equipo de perforación con todos los elementos auxiliares, contando además con un sistema cerrado de drenes para evitar cualquier derrame. El área se cubre con una membrana plástica para evitar la contaminación de la superficie.

El proceso inicia con la perforación, la cual consiste en la aplicación de un conjunto de técnicas y procesos, con la finalidad de construir un pozo, sea productor (petróleo y gas) o inyector (agua y vapor).

El tamaño del equipo depende de los requerimientos operativos y de las posibles restricciones impuestas por la misma localización.

En los trabajos de perforación se utilizará el sistema rotatorio, que consiste, en cuatro tuberías de revestimiento que han de cementarse. Para alojar las tuberías se practican perforaciones con barrenas de diferentes diámetros conforme al avance requerido; cada una de estas barrenas se fija a las paredes del pozo mediante una lechada de cemento.

El material producto de la perforación se extrae hacia la superficie por medio de un flujo continuo de lodo de perforación que se inyecta por el interior de la tubería de perforación y sale por las toberas de la barrena para regresar a la superficie, arrastrando el material de corte (recortes de perforación).

Las actividades de perforación consistirán en 4 etapas, iniciando con perforar cierto espesor de rocas para posteriormente entubar para proteger o evitar colapso y taponamiento del agujero; evitando así la entrada de fluidos provenientes de la roca perforada. En cada etapa se tiene un objetivo y se perfora con un fluido o lodo de perforación que ayuda a controlar posibles brotes.

Tabla 7. Especificaciones de la perforación de pozo.

Características	Perforación Vertical	Perforación Direccional "J" (hasta 3,500 m)	RMA
Objetivo general	Perforar a formaciones de Encanto Inferior.	Perforar a formaciones de Encanto Inferior.	Abandonar Encanto Inferior y dejar producir Encanto Inferior
Formación	Encanto Inferior	Encanto Inferior	Encanto Superior
Geometría (pg)	17 1/2", 12 1/4", 8 1/2", 6 1/2"	17 1/2", 12 1/4", 8 1/2", 6 1/2"	24", 17 1/2", 12", 8 1/2"
Profundidad (m)	50, 300, 2100, 3000	50, 300, 2400, 3550	23, 200, 1000, 1800
Barrenas y/o molinos		17 1/2" 12 1/4" 8 1/2"	5 5/8" 5 1/2" 5 3/4"
Diseño de tuberías	13 3/8" J-55 54.5# 9 5/8" P-110 47# 7" N-80 29# 5" P-110 18#	13 3/8" J-55 54.5# 9 5/8" P-110 47# 7" N-80 29# 5" P-110 18#	Conductor 20" 13 3/8" J-55 54.5# 9 5/8" J-55 36# 6 5/8" J-55 24-28#
Cementaciones		Superficie Superficie 1000	Zona productora
Tecnologías			Estimulación con vapor
Distancia entre pozos (m)	200	200	200
Costo (mm usd)	Total \$4.694 (Perf. \$4.094 / Term. \$0.600)	Total \$5.871 (Perf. \$5.121 / Term. \$0.750)	\$0.500
Tiempo de ejecución (día)	Perf. 22 / Term. 10	Perf. 26 / Term. 13	15
Equipo	Convencional de 1,000 hp	Convencional de 1,500 hp	Convencional de 750 hp
Otras	Se perforará verticalmente considerando una severidad max. de 3° e incertidumbre al objetivo de 10 m.	Se perforará direccional con ángulo max. de desviación de 30°, severidad max. de 3°, desplazamiento max. de 300 m e incertidumbre al objetivo de 20 m.	La RMA consistirá sacar aparejo, reconocer PI, abandonar el intervalo abierto, meter aparejo, disparar, inducir pozo a flujo y aforar. Estimula en caso necesario.

Fuente: Plan de Desarrollo Campo Cuichapa Poniente, 2016 con información actualizada 2018.

La torre de perforación, de veinte o treinta metros de altura, soportará un aparejo diferencial: juntos conforman un instrumento que permitirá el movimiento de tuberías con sus respectivas herramientas, que será accionado por una transmisión energizada por motores a explosión o eléctricos. Este mismo conjunto impulsa simultánea o alternativamente una mesa de rotación que contendrá al vástago (Kelly), que es el tope de la columna perforadora y transmisor del giro a la tubería.

El conjunto de tuberías que se emplea para la perforación o sarta de perforación consistirá en una serie de tuberías de acero interconectadas entre sí mediante uniones roscadas. Este conjunto, además de transmitir sentido de rotación a la barrena, ubicada en el extremo inferior de la columna, permitirá la circulación de los fluidos de perforación. La barrena será la herramienta de corte que permitirá perforar y consistirá en tres conos ubicados de manera concéntrica, fabricados de acero de alta dureza,

con dientes tallados en su superficie o con insertos de carburo de tungsteno u otras aleaciones duras: su geometría responderá a la naturaleza del terreno a atravesar. La barrena contará con uno o varios pasajes para permitir la circulación del fluido de perforación, orientados a través de orificios (jets).

El equipo de perforación contará principalmente con temblorinas que servirán para separar los recortes del fluido de perforación, los preventores que constituirán el sistema de cierre o aislamiento del pozo y se activarán de forma manual o automática cuando exista una manifestación descontrolada del pozo; sistema de desfogue el cual consistirá en un juego de válvulas que disminuirán la presión, mediante la liberación de fluido de perforación para pasarlo al separador de gas.

El primer componente de la columna que se encontrará sobre la barrena serán los Drill Collars (lastra barrenas), tubos de acero de diámetro exterior casi similar al de la barrena usada, con pasaje de fluido que respetará un buen espesor de pared. Sobre los Drill Collars se bajan los tubos de perforación (Drill Pipes), tubos de acero o aluminio, huecos, que servirán de enlace entre la barrena y el vástago (kelly) que da el giro de rotación a la columna.

Para iniciar la perforación se instalará la barrena con la sarta de perforación y se procederá a bajar para iniciar la perforación, estableciéndose la circulación del fluido de perforación.

Se perforará a la profundidad programada de la etapa, instalando tubería de revestimiento y cementando la misma para proteger la formación en esta sección.

Se realizará la toma de información (registros eléctricos, muestras, núcleos, etc.) y se procederá al corte de núcleos para el análisis detallado de la geología del pozo, además del análisis y control de muestras de canal en los lodos con los equipos necesarios.

Una vez concluida la perforación se procederá a la instalación del equipo de control (árbol de válvulas) y se iniciará la terminación del pozo.

Como parte de las principales acciones realizadas durante las actividades de terminación se tienen las siguientes:

Actividades de terminación

Disparos de producción - Inducción de pozos - Cementación

Estimulaciones - Prueba del pozo

Disparos de producción. Habiéndose determinado los intervalos de interés, correlacionando los perfiles a pozo abierto y entubado, y comprobando la calidad de

la cementación, será necesario poner en contacto cada estrato seleccionado con el interior del pozo mediante el "punzamiento" o perforación de la tubería de revestimiento.

Esto se realizará mediante pistolas con cargas premoldeadas unidas por un cordón detonante activado desde la superficie mediante un cable especial. Cada uno de los estratos punzados será ensayado para determinar los volúmenes de fluido que aportan, así como la composición y calidad de estos (petróleo, gas, porcentaje de agua), además se determinará así, si la presión de la capa o estrato será suficiente para lograr el flujo hacia la superficie en forma natural o si deberán instalarse sistemas artificiales de producción.

Inducción de pozos. El objetivo de la inducción será aligerar la carga hidrostática generada por los fluidos en el pozo, mediante el desplazamiento con nitrógeno. La inducción podrá ser continua e intermitente dependiendo de la capacidad de aportación del pozo.

Inducción continua. Consistirá en bajar la Tubería Flexible (TF) con circulación, a una velocidad y gasto constante. Se continuará bombeando hasta la profundidad programada.

Inducción intermitente. Similar a la anterior, con la variante de no bombear hasta la profundidad predeterminada.

Cementación. La cementación consistirá en mezclar el cemento y el agua obteniéndose la lechada de cemento, la cual será bombeada y por desplazamiento será colocada en el lugar deseado. El cemento se usa en los pozos petroleros para proteger la tubería de revestimiento, evitar el movimiento de fluidos entre formaciones, sellar las pérdidas de circulación y aislar una porción abandonada del pozo.

Se tendrán dos técnicas de cementación que son la cementación primaria y la cementación secundaria. La técnica de la cementación primaria consistirá en colocar la lechada de cemento entre la tubería del revestimiento y el agujero. La lechada fragua formando un sello que evitará el movimiento de los fluidos de la formación, además de soportar y proteger la tubería de revestimiento.

La cementación secundaria o cementación remedial o de reparación, consistirá en forzar la lechada de cemento dentro de un área del pozo o formación por medio de una presión hidráulica aplicada.

Estimulaciones. En caso de baja productividad de la formación, ya sea por la propia naturaleza de esta o porque ha sido dañada por los fluidos de perforación o por la cementación, o incluso por el fluido de terminación, la formación productiva será estimulada. Los procedimientos más utilizados son:

Estimulación de limpieza. Tratamiento empleado para remover el daño cerca del agujero causado por los fluidos utilizados durante la perforación, terminación o reparación del pozo o por los fluidos producidos por el mismo pozo. Caracterizado por la inyección de pequeños volúmenes de inhibidores de parafina del tipo biodegradables a bajo gasto sin rebasar la presión de fractura.

Estimulación matricial. Utiliza un mayor volumen de tratamiento que la estimulación de limpieza, sin rebasar la presión de fractura.

Prueba de pozo. Los objetivos de la prueba de pozo usualmente están clasificados como de corto y largo plazo. Los tiempos de la prueba requeridos para satisfacer los objetivos de esta varían para cada yacimiento dependiendo de la roca generadora y las propiedades del fluido. Los objetivos a corto plazo son para recolectar y analizar suficientes datos de la prueba del pozo y obtener una descripción del tipo de yacimiento en las inmediaciones del pozo.

El objetivo de las pruebas en cada una de las etapas varía desde la simple identificación de los fluidos obtenidos y la facilidad de su producción hasta la caracterización de propiedades complejas del yacimiento.

Las pruebas de pozos de aceite y gas se realizan durante diferentes etapas de la construcción, terminación y producción del pozo. La mayoría de las pruebas se pueden agrupar en pruebas de productividad o pruebas descriptivas.

Las pruebas de productividad tienen como fin:

- Identificar los tipos de fluidos impregnados y determinar sus respectivas proporciones volumétricas en el yacimiento.
- Medir la presión y la temperatura del yacimiento.
- Obtener muestras apropiadas para el análisis de Presión-Volumen-Temperatura (PVT)
- Determinar la productividad del yacimiento.
- Evaluar la eficiencia de la terminación.
- Caracterizar el daño de la formación.
- Evaluar trabajos de reparación o tratamientos de estimulación.

Las pruebas descriptivas tienen como objetivo:

- Evaluar los parámetros del yacimiento.
- Caracterizar las heterogeneidades del yacimiento.
- Estimar el tamaño y la geometría del yacimiento.
- Determinar el grado de comunicación hidráulica entre pozos.

Pozo en producción

Si el potencial del yacimiento es bueno, se requerirá la construcción de una línea de descarga (LDD) o línea de flujo (LF), para el transporte de gas natural, agua y aceite extraído.

Al realizar un pequeño desfogue del pozo y analizada las proporciones aproximadas de sustancias (gas natural – agua – aceite) se determina si se pasa al proceso de producción o resulta incosteable la explotación del pozo y se puede optar por taponarlo ya sea para reserva o dejarlo así indefinidamente.

Cuando el pozo está en condiciones de inyectar, se introduce una tubería de diámetro menor hasta la profundidad de la zona receptora por donde fluirá el agua congénita de la superficie a la formación receptora. Esta tubería es llamada de inyección.

En la superficie se instala un árbol de inyección, el cual está constituido por un conjunto de válvulas las cuales permiten el cierre o la apertura del pozo, así como controlar el gasto, además proporciona un sistema de control para la seguridad del pozo.

El producto obtenido del pozo se envía a través de una LDD o LF hasta la Batería de Separación Acalapa, donde se realizará la correspondiente separación de la mezcla aceite, gas y agua.

I.2.2 Listar todas las materias primas, productos, y subproductos manejados en el proceso, señalando aquellas que se encuentren en los Listados de Actividades Altamente Riesgosas.

El producto proveniente de los pozos es una mezcla de hidrocarburos (gas-aceite) y agua, por lo general estas, son mezclas heterogéneas de compuestos orgánicos, donde se puede presentar asociado a capas de gas natural, a su vez presentan mezclas saturadas con cadenas abiertas pertenecientes al grupo de los alcanos o parafinas. Los cuatro primeros miembros del grupo son: metano (CH₄), etano (C₂H₆), propano (C₃H₈) y butano (C₄H₁₀). Todos los miembros alcanos son inertes, es decir, no reaccionan fácilmente a temperaturas ordinarias con reactivos como los ácidos, los álcalis o los oxidantes.

Las sustancias a manejar producto de la perforación son las siguientes:

Tabla 8. Sustancias a manejar.

Nombre químico de la sustancia IUPAC ¹	CAS ²	Densidad gr/cm ³	Estado físico	Almacenamiento	Producción Estimada ³ unidad/día	Características CRETI ⁴				
						C	R	E	T	I
Aceite crudo	8002-05-9	0.87	Líquido	Proceso continuo	57 BPD				x	x
Gas natural (metano)	74-82-8	0.61*	Gas	Proceso continuo	0.053 MMPCD			x		x
Agua		0.997	Líquido	Proceso continuo	50 BPD					

¹Unión Internacional de Química Pura y Aplicada (IUPAC, International Union Pure applied Chemistry)

²CAS: Chemical Abstract Service

³Promedios de producción estimados por pozo de acuerdo a la producción del Campo Cuichapa Poniente publicada por CNH.

⁴Características de peligrosidad: C: corrosivo; R: reactivo; E: Explosivo; T: toxico. I: inflamable.

*Densidad relativa a 15.5°C.

A continuación, se muestran los componentes que forman parte de los productos esperados.

Tabla 9. Composición de la mezcla.

Propiedad	Unidades	Mezcla
H ₂ O	% mol	58.040
N ₂	% mol	0.190
CO ₂	% mol	0.060
C ₁	% mol	27.37
C ₂	% mol	3.660
C ₃	% mol	2.010
I-Butano	% mol	0.330
Butano	% mol	0.810
I-Pentano	% mol	0.310
C ₅	% mol	0.330
C ₆	% mol	0.470
Mciclo-C ₅	% mol	0.060
Benceno	% mol	0.010
Ciclo-hexano	% mol	0.030
C ₇	% mol	0.420
Miciclo-C ₆	% mol	0.080
Tolueno	% mol	0.040
C ₂ -Benceno	% mol	0.040
MP-Xileno	% mol	0.090
O-Xileno	% mol	0.030
C ₈ +	% mol	5.620
Total	% mol	100

Fuente: Balance de materia y energía. Diagrama de Flujo de Proceso D-CUICH-A-15-10 (2-2) Rev.0

El fluido del área del CCP es un aceite de tipo ligero de 32° API con una presión de burbuja del orden de los 215 kg/cm² a condiciones de presión superficiales el aceite presenta una densidad de 0.87 gr/cm³. Los valores representativos de las muestras de aceite para el análisis de Presión-Volumen-Temperatura (PVT) se presentan a continuación.

Tabla 10. Propiedades del fluido.

Parámetro	Valor
°API	32
Bo (m ³ /m ³)	1.361
Rsi (m ³ /m ³)	151
Densidad (gr/cm ³)	0.87
Viscosidad (cP)	12.5
Pb (kg/cm ²)	215

Fuente: Resumen ejecutivo Campo Cuichapa Poniente (CNH 2015).

Aunque el aceite a manejar no se encuentra dentro de los listados de actividades altamente riesgosas bajo la premisa de que el aceite ligero de 32° API contiene compuestos formados por sustancias como metano, etano, entre otros, enunciadas en el Segundo listado publicado en el DOF el 4 de mayo de 1992; considerando lo anterior, la actividad a desarrollar en el Proyecto se considera altamente riesgosa.

Entre los compuestos que contienen la mezcla de aceite incluidos en el segundo listado de actividades altamente riesgosas, se encuentra en mayor proporción, el metano, seguido del etano, butano y propano. Asimismo, el metano se enlista con una cantidad de reporte de 500 kg, siendo mayor la manejada en el pozo.

En la siguiente tabla se enlistan las sustancias y los materiales a manejar en la perforación de pozos, de los cuales de acuerdo con los listados de actividades altamente riesgosas sólo se encuentra el Gas L.P.; la cantidad de reporte refiere 50,000 kg, siendo la cantidad a utilizar inferior a la de reporte.

Tabla 11. Sustancias y materiales.

Nombre comercial	Nombre técnico	CAS ¹	Estado físico	Cantidad de uso por pozo	Características CRETIB ²					
					C	R	E	T	I	B
Diésel	Diésel	68334-30-5	líquido	744.77 m ³	-	-	-	x	x	-
Cal	Hidróxido de Calcio Ca (OH) ₂	1305-62-0	Sólido	A granel	-	-	-	-	-	-
Agua	Agua	7732-18-5	Líquido	187.2 m ³	-	-	-	-	-	-
Barite	Barita	7727-43-7	Sólido	30.238 m ³	-	-	-	x	-	-
Detergente	SD	SD	Líquido	3 m ³	-	-	-	-	-	-
Cemento	SD	SD	Sólido	64 m ³	-	-	-	-	-	-
Nitrógeno	Nitrógeno	7727-37-9	Gas	SD	-	-	-	-	-	-
Gas L.P.	Gas L.P.	68476-85-7	Gas	SD	-	-	-	-	x	-
HMX	Explosivo	2691-41-0	Sólido	SD	-	-	-	x	-	-

¹CAS: Chemical Abstract Service

²Características de peligrosidad: C: corrosivo; R: reactivo; E: Explosivo; T: toxico. I: inflamable; B: Biológico Infeccioso
SD: Sin Dato

I.2.3 Hojas de seguridad.

Anexo al presente estudio se presentan las hojas de seguridad de las sustancias manejadas con características de peligrosidad.

Anexo 1 Hojas de datos de seguridad de sustancias peligrosas.

I.2.4 Almacenamiento.

Se requiere disponer de otros materiales para la perforación del pozo, generación de energía eléctrica, operación y funcionamiento del equipo, servicios auxiliares, los cuales se enlistan en la siguiente tabla, así como su capacidad de almacenamiento y cantidad a utilizar.

Tabla 12. Materiales y su capacidad de almacenamiento. Perforación de pozos.

Material	Capacidad de almacenamiento	Cantidad de uso por pozo
Diésel	Tanque de 25 m ³	60 m ³
Agua de servicios	Rotoplast 5 m ³	5 m ³
Agua potable	Garrafrones de 20 litros	1.5 m ³
Barita	Sacos de 25 kg	5 m ³
Detergente	Tótem 1 m ³	3 m ³
Cemento	Sacos 25 kg	64 m ³
Nitrógeno	Cilindros de 9 m ³	27 m ³
Gas L.P.	Cilindros de 50 kg	50 kg
HMX	Caja de madera 15 kg	30 kg
Lodo base aceite	Presas metálicas 50 m ³	433 m ³
Lodo base agua	Presas metálicas 50 m ³	288 m ³
Fluidos recuperados	Presas metálicas 50 m ³	Variable
Cal hidratada	Sacos de 25 kg	500 kg
Dispersante	Tótem (1 m ³)	4 m ³
Grasa lubricante	Tanques metálicos 200 litros	200 litros

I.2.5 Equipos de proceso y auxiliares.

Se realiza una breve descripción de los componentes y accesorios que integran los diferentes procesos de los subsistemas operativos para la extracción de Petróleo o gas en los equipos de perforación.

Sistemas de levantamiento o izaje de cargas y sus componentes. Estructura soportante, el cual se compone de la subestructura, piso de perforación y mástil (torre de perforación). Se define como la base estructural del sistema de perforación directa del pozo.

Izaje de cargas. Este sistema está conformado por malacate, block de corona, block viajero y cable o línea de perforación. La función principal es el izaje y manipulación de las tuberías de perforación (TP) y tubería de revestimiento (TR).

Sistema de rotación y sus componentes. Se compone por la mesa Rotaria, sarta de perforación y barrena. El sistema de rotación proporciona la energía mecánica de accionamiento, para la *perforación del pozo* mediante la rotación.

Sistema de potencia. El equipo cuenta con un sistema de potencia eléctrica cuya función es la generación por el uso de motores de combustión interna, estos son alimentados por combustible diésel. Los generadores producen la electricidad que la transmiten a los motores eléctricos.

Sistema de circulación de fluidos. Los componentes principales son, fluido de perforación, área de preparación, equipo para bombeo, área de almacenamiento, su

función principal es suministrar potencia hidráulica a la barrena para perforar, transporte del recorte hacia fuera del pozo, prevenir la entrada de fluido de la formación, enfriar y lubricar la barrena.

Sistema para el control superficial. Conformado al menos por los siguientes componentes, conjunto de preventores, línea del estrangulador, múltiple de estrangulación, unidad acumuladora para operar preventores.

Su función principal es prevenir un descontrol del pozo provocado por un flujo incontrolado de fluido de la formación a la superficie.

Los servicios auxiliares que forman parte del equipo de perforación son las plantas de luz, tanques de almacenamiento de combustibles, almacén de residuos peligrosos, laboratorio, campers dormitorios, cuarto de control, quemador ecológico, caseta de vigilancia, caseta mecánica y fosa séptica.

I.2.6 Pruebas de verificación.

Durante la perforación del pozo los equipos a utilizar requerirán de pruebas de verificación las cuales contarán con certificados como evidencia, previo a llevar a cabo las actividades, de tal forma que se aseguren las condiciones apropiadas para su operación, tomando en consideración las Mejores Prácticas de la Industria.

Las pruebas de verificación que se llevarán a cabo antes, durante y después de la *perforación de un pozo* serán las siguientes:

- Pruebas de certificación del fabricante del conjunto de preventores
- Pruebas del conjunto de preventores previo a su instalación.
- Inspección y mantenimiento a los preventores y registrarlos en la bitácora correspondiente.
- Contar con los certificados de diseño y pruebas de las tuberías de revestimiento.
- Tuberías de revestimiento; pruebas de presión positiva y pruebas de alijo
- Verificar los certificados de calidad emitidos por los proveedores de cemento y productos para la preparación de lechadas, fluidos lavadores, fluidos espaciadores u otros que se requieran en la operación.
- Contar con certificados de inspección de los cabezales, tuberías y accesorios.
- Evaluar la calidad de los trabajos de cementación mediante pruebas de integridad de presión, pruebas de afluencia a colgadores y registros acústicos;
- En las cementaciones llevar a cabo pruebas de hermeticidad, registros de cementaciones, reporte operativo de la cementación;
- Revisión de los diagramas de conexiones, instrumentación y control. Las conexiones superficiales de control incluyen, entre otras, al cabezal de pozo, el Conjunto de preventores, el árbol de válvulas, líneas de tratamiento y de control.
- Programa para dar seguimiento de la integridad de pozos en donde involucra todas las pruebas mencionadas.

I.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN.

I.3.1 Describir las condiciones de operación de la planta (flujo, temperaturas y presiones de diseño y operación), así como el estado físico de la(s) sustancia(s).

Las condiciones del yacimiento son las siguientes.

Tabla 13. Condiciones de operación.

Ø de la tubería	Sustancia	Estado	Presión de yacimiento kg/cm ²	Temperatura de yacimiento °C	Flujo * BPD	Flujo * MMCPD
2 7/8" (T.P.)	Mezcla de hidrocarburo	Líquido	153	75	57	0.053

*Flujo estimado de acuerdo con los promedios de producción por pozo, con base en la información publicada por la CNH.

Las condiciones antes presentadas corresponden al yacimiento del CCP; se adjunta diagrama de tubería en instrumentación (DTI).

Anexo 2. Diagramas de tubería e instrumentación (DTI's). Perforación de pozos.

I.3.2 Especificación del cuarto de control.

El cuarto de control y potencia (PCR por sus siglas en inglés Power Control Room), es un centro de operaciones especial que proporciona a la industria petrolera, la capacidad de supervisar y controlar las operaciones de distribución de energía en todas las etapas de la cadena de tratamiento del crudo. Su estructura y tecnología brinda la seguridad y facilidades operativas, para concentrar dentro de una misma sala de equipos de potencia para distribución de energía, así como equipos de monitoreo y control de la energía a ser suministrada.

Por sus características, tiene la posibilidad de concentrar mediciones de variables tales como: presión, temperatura, flujo, etc., que suelen producirse en todos los niveles del tratamiento de crudo, en particular en las áreas de extracción y transporte.

En el diseño y la construcción de un PCR se deberán considerar los estándares internacionales y locales de diseño tales como API, ISA, NEMA, IEEE, NFPA, entre otras.

El PCR está provisto de sistemas de alimentación y distribución de energía, de aire acondicionado y de detección y extinción de incendios.

Para el diseño del cuarto de control se debe considerar el cálculo estructural, mecánico, eléctrico, instrumentación y comunicaciones. En esta etapa se determina la capacidad de todos los sistemas que conforman el PCR, los cuales se enlistan a continuación de manera enunciativa más no limitativa.

- MCC, Equipos de conexión.
- Tableros de distribución.
- Variadores de frecuencia.
- Transformadores.
- Sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS).
- Tableros de servidores.
- Tableros de control (PLC).
- Tableros de comunicaciones.
- Sistemas de iluminación y tomas de energía eléctrica.
- Cableado y bandejas.
- Aires acondicionados.

Los sistemas que conforman el cuarto de control serán diseñados de acuerdo a los códigos y estándares nacionales e internacionales por mencionar algunos:

- API RP 540; Instalaciones eléctricas en plantas procesadoras de petróleo.
- ASHRAE Handbook—Fundamentals, 2017; Manual de diseño y selección de equipos de aire acondicionado y materiales para su instalación.
- IEC 62305 2nd edition part 1, 2, 3, 4. Sistema de Protección contra rayos: principios generales y cálculo de niveles de riesgo.
- NFPA 780, Estándar para la instalación de sistemas de protección contra rayos.
- NFPA 70 (NEC), Código Eléctrico Nacional.

I.3.3 Sistemas de aislamiento.

En la perforación se tomarán las medidas necesarias para aislar zonas potenciales de flujo durante la construcción del pozo, de conformidad con el estándar API 65 - Parte 2, Aislamiento de Zonas Potenciales de Flujo Durante la Construcción de Pozos, o un estándar equivalente o superior. Para estos fines, se establecerán barreras claramente definidas y probadas para prevenir:

- I. El flujo descontrolado de Gas Natural al medio ambiente;
- II. El flujo cruzado entre formaciones adyacentes, y
- III. La contaminación de aguas subterráneas durante las operaciones de perforación y cementación, las fases subsecuentes de producción, y el abandono del pozo.

I.4 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.

I.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes.

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 es prioritaria.

Los hidrocarburos y sus derivados representan una industria de alto riesgo debido a sus características de inflamabilidad y/o explosividad. Adicionalmente, existe el riesgo de derrames o fugas, que también pueden causar importantes daños a personas, bienes o al medio ambiente.

El análisis histórico permite un conocimiento real de los descontrolados en el proceso y otras situaciones anormales ocurridas en instalaciones semejantes, hecho que ayuda al planteamiento de situaciones accidentales factibles.

A nivel nacional se tienen los registros de accidentes y emergencias ambientales por medio de:

- Reporte de accidentes/incidentes ocurridos en instalaciones de PEMEX
- Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), Subprocuraduría de Inspección Industrial, Dirección General de Inspección de Fuentes de Contaminación, Dirección de Emergencias Ambientales.

La atención de emergencias donde involucren hidrocarburos se encuentra a cargo de la Agencia de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), sin embargo, la PROFEPA continúa llevando el registro de su ocurrencia.

De acuerdo con PROFEPA en el 2017 se recibieron 652 notificaciones sobre la ocurrencia de emergencias ambientales de las cuales 258 fueron provocadas por derrames de hidrocarburos y otras sustancias químicas, representando el 39.6% del total de las emergencias ambientales reportadas.

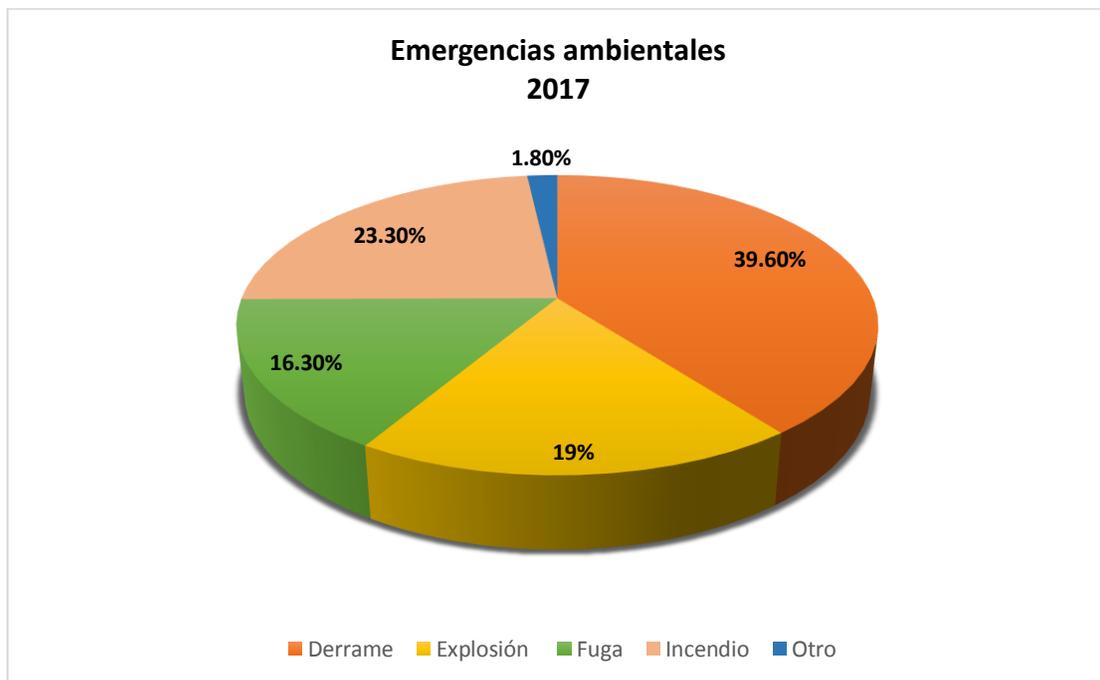


Figura 4. Emergencias notificadas en 2017.

Fuente. Informe de actividades 2017, PROFEPA.

Es importante mencionar que algunos de los derrames ocurridos fueron generados a causa de tomas clandestinas, situación recurrente en el país debido al robo de combustibles.

En el año 2017 PEMEX recibió 10,363 reportes de tomas clandestinas en todo el país, de los cuales 1,012 reportes fueron del estado de Veracruz. Para febrero de 2018 se tenían ya 2,274 reportes a nivel nacional, de las cuales 206 fueron generadas en el estado de Veracruz, esta situación resultar alarmante tanto económica como ambiental, ya que la mayor parte de estas tomas clandestinas son descubiertas por la existencia de alguna fuga o derrame.

De acuerdo con los reportes y boletines de prensa emitidos por Pemex en la siguiente tabla se presenta los accidentes e incidentes relacionados con instalaciones petroleras.

Tabla 14. Antecedentes de accidentes e incidentes.

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
19-nov-84	Terminal de almacenamiento de San Juan de Ixhuatepec.	Gases licuados de petróleo, principalmente propano y butano.	Explosiones e incendios en Terminal de Almacenamiento.	No se tiene información	Evento que ha presentado la mayor cantidad de decesos y heridos. Destrucción casi total de la instalación.	No se tiene información
18-sep-12	Centro Receptor de Gas, Km 19, Carretera Reynosa-Monterrey en Reynosa, Tamaulipas.	Gas	Explosión de ducto en Centro de Receptor de Gas.	Ruptura de un ducto que conducía gas.	30 trabajadores fallecidos y daños en las instalaciones.	No se tiene información
01-oct-13	Refinería Miguel Hidalgo en Tula de Allende.	Sin información	Explosión en la planta Hidros 1 de la Refinería Miguel Hidalgo en Tula de Allende.	Sin información	Por la explosión resultó una persona muerta y 5 heridas.	Sin información
27-oct-13	Nacajuca, Tabasco	Gas	Fuga de gas en el pozo Terra 123 en Nacajuca Tabasco. La fuga provocó incendio de maleza circundante originando el incendio del equipo de perforación.	El siniestro se debió a una fuga ubicada en el pozo a cinco mil 100 metros de profundidad, la cual se manifiesta en el árbol de válvulas y el cuerpo del cabezal.	Daños materiales	Inyección de fluido de control por la tubería de producción. Desvío de gas a la presa de quema y a la batería de separación Son con el fin aligerar la presión en el punto de fuga.
05-may-14	Refinería Francisco I. Madero, Cd. Madero Tamaulipas.	Aceite	Incendio en la planta coquizadora de la Refinería Madero por fuga en línea de succión de la bomba de aceite esponja P31-029, con daños al equipo y cableado, dejando fuera de operación la planta.	Fuga en línea de succión de la bomba de aceite esponja P31-029.	Daños al equipo y cableado, dejando fuera de operación la planta.	Se aplicó el Plan Interno de Respuesta a Emergencias de la Refinería Madero.
09-jun-14	Plataforma Blake Rig.	Aceite	Incendio en plataforma Blake Rig en sistema de enfriamiento por calentamiento y fuga de aceite.	Calentamiento y fuga de aceite en sistema de enfriamiento.	Incendio del cuarto de máquinas de la plataforma de producción.	Desalojo emergente de los obreros para ponerlos a salvo y activó su plan de contingencias contra incendios.
23-jul-14	Refinería Francisco I. Madero, Cd. Madero Tamaulipas.	Gasolina	Incendio en el tanque de almacenamiento de gasolina MJN-T510, de la refinería "Francisco I. Madero".	Sin información	2 trabajadores con quemaduras leves, 21 trabajadores con deshidratación por agotamiento físico al haber participado en las tareas de emergencia.	Se aplicó el Plan Interno de Respuesta a Emergencias de la Refinería Madero.
08-ago-14	Refinería Francisco I. Madero, Cd. Madero Tamaulipas.	Gas	Flamazo en la zona de tambores de la planta coquizadora de la refinería "Francisco I. Madero".	Acumulación de gas en uno de los tanques de la planta coquizadora.	4 trabajadores muertos, 8 heridos.	Sin información
01-abr-15	Sonda de Campeche	Gas, crudo	Incendio en plataforma Abkatun A-Permanente ubicada en la sonda de Campeche.	Fuga de gas por corrosión en líneas de gas combustible, por ácido sulfhídrico y presencia de microorganismos.	4 trabajadores muertos, 16 lesionados.	Se aplicó el Plan de Respuesta a Emergencias de Pemex y se procedió al desalojo de 300 trabajadores.
14-abr-15	Planta de Petroquímica básica de Ciudad Pemex.	Gas	Incendio en torre de enfriamiento CT-405 de planta Criogénica 1 - CPG Ciudad Pemex, por presencia de hidrocarburos en fase gas por ruptura de tubos internos de intercambiador.	Ruptura de tubos internos de un intercambiador de calor, presencia de hidrocarburos en fase gas.	Sin lesionados	Se activaron de manera oportuna los protocolos internos de seguridad en el complejo de gas de Ciudad Pemex, Tabasco.
03-may-15	Refinería Lázaro Cárdenas en Minatitlán, Veracruz.	Gasolina primaria	Incendio en línea de recirculación de gasolinas primarias de la U-400 a los tanques TV-210, TV-310.	Sin información	No se reportaron lesionados ni afectación a las plantas de proceso.	Fue activado de Plan de Emergencia y las brigadas contra incendio procedieron a sofocar el incendio.

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
05-may-15	Sonda de Campeche	Ninguna	Semi hundimiento de la plataforma auto elevable de mantenimiento a pozos Troll Solution.	Pérdida de estabilidad de una de las tres piernas de la plataforma al realizar las maniobras de posicionamiento, por lo que empezó a hundirse.	2 trabajadores muertos y 18 lesionados.	Aplicación del Plan Interno de Respuesta a Emergencias. Se desalojaron 101 trabajadores de la Plataforma.
08-jun-15	Veracruz	Aceite	Incendio en tanque TV-3407 (servicio aceite recuperado).	Durante preparativos para entrega recepción al área de mantenimiento.	Sin información	Sin información
22-jun-15	Sonda de Campeche	Gas y aceite	Fuga de aceite y gas en la plataforma satélite Akal-H en la sonda de Campeche.	Sin información	Sin lesionados	La plataforma es una instalación deshabilitada que opera de manera automática, por lo que los tres trabajadores que realizaban inspección de rutina fueron desalojados.
11-ago-15	Municipio de García, Nuevo León.	Gas	Incendio en el gasoducto Escobedo-Santa Catarina en el municipio de García, Nuevo León.	El accidente fue ocasionado por el golpe de maquinaria de una empresa particular en una obra ajena a Pemex.	5 personas muertas	Se activó el plan de respuesta a emergencias para el cierre de válvulas de seccionamiento y cortar el flujo del gas.
03-sep-15	Refinería Lázaro Cárdenas en Minatitlán, Veracruz.	Hidrogeno	Incendio por fuga de hidrógeno en salida de intercambiadores hacia reactor de la planta BTX.	El siniestro fue localizado en una brida de salida, en el intercambiador de un reactor de la citada planta.	No hubo lesionados y que las plantas de la refinería operan con normalidad	Activó su plan interno de emergencia, con el cual intervinieron brigadas contra incendio que consiguieron colocar a la planta "en posición segura".
21-sep-15	Calentador BA-701 de la U-700-1 (diesel) en el sector No. 1 de la refinería "Miguel Hidalgo.	Diesel	Incendio en la Refinería "Miguel Hidalgo" de Tula.	Se presentó una fuga	Derivado de este incidente, se reporta una trabajadora lesionada, quien está siendo atendida en el hospital General de Pemex en Tula.	De inmediato se activó el plan interno de respuesta a emergencias para aislar el incendio y dejar la planta en posición segura.
03-oct-15	Planta Combinada No. 2 de la refinería de Cadereyta.	Ninguna	Lamenta Pemex fallecimiento de un trabajador de empresa contratista.	Se realizaban trabajos de armado de una grúa a un costado de la planta Combinada No. 2 de la refinería de Cadereyta, una sección de la pluma golpeó al trabajador.	Fallecimiento de un trabajador	Se le proporcionó el apoyo médico al trabajador en el lugar y se trasladó al Hospital de Pemex en Cadereyta para su atención, donde lamentablemente falleció.
06-oct-15	Dique –barda de contención de los tanques de almacenamiento TV-101 y TV-102, localizado en el lado sureste de la refinería "Ing. Héctor R. Lara Sosa", Cadereyta Jiménez, N.L.	Residuos de Combustóleo	Incendio en dique de tanques de almacenamiento de la refinería de Cadereyta.	No se tiene información	No se registraron lesionados, ni hay afectaciones a las plantas.	El Plan de Emergencias Interno funcionó adecuadamente y las brigadas contraincendio de la instalación procedieron a enfriar el área una vez controlado el incendio.
14-oct-15	Almacén de la planta de Pro Agronitrogenados,	No se tiene información	Brigadas contraincendio de Pemex sofocan siniestro en planta de Agro Nitrogenados.	Trabajadores de una contratista realizaban trabajos de esmerilado en las estructuras metálicas del almacén dos de urea cuando unas chispas alcanzaron un área de láminas acrílicas.	No se registraron lesionados. La intervención oportuna de las brigadas de atención a emergencias, coordinados por el CLAM, permitió delimitar el alcance de la contingencia.	Se activó la alerta a través del Comité Local de Ayuda Mutua y acudieron al auxilio brigadas contraincendio de la Terminal Logística Pajaritos, de la Terminal de almacenamiento y reparto y del Complejo Petroquímico Morelos de Pemex.

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
31-oct-15	Planta hidrodesulfuradora de gasóleos, en el interior de la Refinería Lázaro Cárdenas en Minatitlán, Veracruz.	No se tiene información	Fallecimiento de dos trabajadores de la compañía Rinisa.	Ambos trabajadores realizaban labores de ajuste y mantenimiento, pre arranque de la citada planta de proceso, cuando por causas aún no determinadas sufrieron una caída en el área del reactor de dicha instalación.	Al momento de recibir las primeras atenciones en sitio, perdieron la vida los trabajadores de la compañía RINISA Francisco Romero Hernández, operario de segunda y Adrián Santiago, técnico especialista.	Inmediato fueron auxiliados por la brigada de rescate del sector 10 de la refinería.
10-nov-15	Ubicado a unos 800 metros de la autopista La Tinaja-Cosamaloapan.	Emisión de gas	Emisión de gas en el Pozo Arquimia 68 en Cosamaloapan.	No se tiene información	No hay afectación a terceros	De inmediato se procedió a cerrar y despresionar la línea de descarga del pozo para reparar el poro por el que fluía el producto.
12-nov-15	Cambiador de calor 55-C6 de la Planta Catalítica CC de la refinería de Salamanca	No se tiene información	Fallecimiento de un trabajador de empresa contratista	Cuando se realizaban trabajos en el cambiador de calor 55-C6 de la Planta Catalítica CC de la refinería de Salamanca, el trabajador sufrió una caída.	Fallecimiento de un trabajador	De inmediato, se le proporcionó atención médica en el sitio y fue trasladado al Hospital Regional de Pemex, donde lamentablemente llegó sin signos vitales.
24-nov-15	Planta de alquilación refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime, en Salina Cruz, Oaxaca.	Sin información	Incendio en la Torre DA-304, de la planta de alquilación de la refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime de Salina Cruz.	Sin información	8 lesionados	Se desalojó al personal de las áreas administrativas y de las plantas aledañas, procediendo a poner los equipos en posición segura.
10-dic-15	Planta catalítica II de la refinería de Minatitlán.	No se tiene información	Conato de incendio en refinería de Minatitlán.	La planta se encontraba fuera de operación por mantenimiento. Un grupo de trabajadores ajustaba una brida con la colocación de junta en una línea de 54", cuando se registró un punto de fricción.	Cuatro trabajadores resultaron con quemaduras y uno más lesionado por caída al momento de activarse el Plan de Emergencia Interno.	Se activó el plan interno de respuesta a emergencia y se desplegó la brigada contraincendio a fin de neutralizar un conato de incendio en tanto se prestaba atención de primeros auxilios a los lesionados que fueron trasladados al hospital Regional de Minatitlán.
07-feb-16	Plataforma Abkatun A, Sonda de Campeche.	Gas y Aceite	Explosión e incendio en Plataforma Abkatun A- Compresión, por ruptura de separador. Dos fatalidades de Pemex y una de contratistas.	Ruptura de separador	Dos muertos y nueve lesionados	El incendio quedó controlado y la zona quedó aislada sin que se considerara necesario evacuar al personal.
17-feb-16	Campo Samaria, municipio de Cunduacán, Tabasco.	Gas y Aceite	Fuga e incendio en área de contra pozo Samaria 864, durante el desarrollo de prueba tecnológica.	Fuga e incendio en área de contra pozo Samaria 864.	3 lesionados	El incendio fue controlado por personal de contra incendio luego de cerrar el pozo y activar el Plan de Atención de Emergencias.
20-abr-16	Coatzacoalcos, Veracruz.	Sin información	Explosión en la Planta Clorados 3 de la empresa Petroquímica Mexicana de Vinilo (PMV), en Coatzacoalcos, Ver., que opera la empresa Mexichem, en copropiedad con Pemex.	Sin información	32 personas muertas	Se activaron los protocolos de seguridad, por lo que se cerraron los ductos y las válvulas, y se evacuó la planta.
20-jun-16	Refinería Antonio M. Amor de Salamanca, Guanajuato.	Esta sección se encarga de separar el aceite de las parafinas.	Explosión en área de calentador LG-H-301 planta LG Desparafinadora de Aceites.	Explosión en área de calentador	Un trabajador lesionado, con quemaduras superficiales no graves.	Se activaron los procedimientos de seguridad, obreros fueron evacuados de la zona y se puso fuera de operación a la planta.

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
15-ago-16	Tamaulipas	Gasolina primaria	Incendio en tanque MJA-TV-90 de gasolina primaria, de capacidad nominal 20,000 Bls.	Sin información	Sin información	Sin información
28-ago-16	Hidalgo	Sin información	Incendio durante maniobras de barrido en rack sobre el TV 521 con afectación al tanque.	Sin información	Sin información	Sin información
04-oct-16	Refinería Lázaro Cárdenas en Minatitlán, Veracruz.	Hidrocarburos disueltos	Incendio en torre de enfriamiento CT-2001 de la Planta FCC-2 por presencia de hidrocarburos disueltos.	Incendio en torre de enfriamiento	No hubo reporte oficial sobre personas lesionadas.	Se catalogó la emergencia como un incendio menor, como medida preventiva, el área se encuentra asegurada para garantizar la seguridad de nuestro personal, la población y las instalaciones.
28-dic-16	Nuevo León	Sin información	Incendio en bomba GA-307 de planta Isomerizadora de Pentanos por liberación de producto ligero durante trabajos de mantenimiento.	Sin información	Sin información	Sin información
12-ene-17	Refinería Francisco I. Madero, Cd. Madero Tamaulipas.	ácido sulfhídrico	Emanación de ácido sulfhídrico en la planta U-501 de destilados intermedios de diésel.	Accidente generado durante trabajos de mantenimiento en la planta U-501.	1 persona muerta, 3 intoxicados	Se activaron los protocolos internos de emergencia.
15-mar-17	Salamanca, Guanajuato	combustóleo	Explosión en el área de llenadoras de la Terminal de Almacenamiento y Despacho (TAD) de Salamanca.	La explosión se produjo mientras se realizaban actividades de destape de la línea de combustóleo.	8 personas muertas	El incendio quedó controlado con el apoyo del cuerpo de bomberos de la propia terminal.
09-jun-17	Colonia Loma Bonita del Campo Pemex	Crudo	Fuga causada por acto vandálico, en colonia del Campo Pemex.	Retiro ilícito de piezas metálicas del cabezal en una línea de descarga, registrando fuga de crudo sobre derecho de vía.	En un cuerpo de agua cercano se colocaron cordones contenedores de aceite y se efectuó limpieza de maleza.	Activación del plan de respuesta a emergencias.
11-jun-17	Comunidad Paso de la Mina, primera sección, del municipio de Huimanguillo.	Sin información	Connato de fuego en un tanque de almacenamiento de la Batería de Separación Guaricho.	Connato de fuego provocado por la caída de un rayo	Sin lesionados ni daños mayores a la instalación	Se activó el protocolo de atención de emergencias
13-jun-17	Ejido Flores Magón, Tihuatlán, Veracruz.	Hidrocarburo	Personal especializado de PEMEX controló una toma clandestina en el poliducto Estación de Bombeo Tuxpan-Central de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica.	Toma clandestina en poliducto.	Sin información	Bloqueo del ducto afectado y la eliminación de una válvula y conexión colocados ilícitamente. Denuncia ante Ministerio Público.
14-jun-17	Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime, en Salina Cruz, Oaxaca.	Hidrocarburo	Incendio en la casa de bombas de la Refinería de Salina Cruz, Oaxaca.	El fuego se originó tras un derrame de crudo cerca de la casa de bombas. El producto alcanzó un punto de ignición desatando un incendio.	1 persona muerta	Se arrancó el procedimiento de paro seguro de operaciones.
17-jun-17	Cd. Obregón, en Loma de Bácum, Sonora.	Sin información	Incendio ocasionado por toma clandestina.	Fue provocado por una toma clandestina en el poliducto Guaymas.	Sin información	Se implementó el plan interno de respuesta a emergencias y se suspendió temporalmente el tramo afectado para eliminar los artefactos colocados ilícitamente y proceder con la reparación del ducto. Denuncia ante Ministerio Público.

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
23-jun-17	Comunidad de Divisadero de Zapata en Jilotepec, Estado de México.	Gas LP	Fuga de gas LP en Jilotepec.	Provocado por una toma clandestina en el LPG ducto Santana-Palmillas.	Sin información	Se activó en Plan Interno de Respuesta a Emergencias y se procedió al retiro de los implementos colocados ilícitamente y la reparación del ducto afectado. Denuncia ante Ministerio Público.
24-jun-17	A la altura del ejido Benito Juárez, poblado C-34 en Huimanguillo, Tabasco.	Sin información	Connato de incendio en Huimanguillo.	Provocado por una toma clandestina en un ducto.	Sin información	Se suspendió la operación del ducto, y se mantuvo equipo contraincendio, denuncia.
26-jun-17	Refinería Salina Cruz, Oaxaca.	Hidrocarburo	Presencia de hidrocarburo en un área de la Refinería (lado sur).	A consecuencia de fuertes lluvias del día 25-junio-2017.	Sin información	Trabajos de limpieza y saneamiento del área con presencia de hidrocarburo.
04-jul-17	A la altura de la comunidad Cuesta Blanca en Palmar de Bravo, Puebla.	Combustible	Incendio en el poliducto Minatitlán-México.	Provocado por una toma clandestina.	4 vehículos de carga (quemados)	Se activó el plan interno de emergencias y se suspendió de manera temporal el tramo del poliducto afectado. Se efectuaron labores para sofocar el fuego y se procedió a la reparación. Denuncia ante Ministerio Público.
05-jul-17	En la comunicad El Carrizo, San Juan del Río, Querétaro.	Sin información	Fuga en poliducto Tula-Salamanca.	Provocada por toma clandestina en el poliducto.	Sin información	Se activó el Plan de Respuesta a Emergencias y se suspendió temporalmente la operación del tramo del poliducto afectado, eliminándose el artefacto colocado ilícitamente y a la limpieza del área. Denuncia ante Ministerio Público.
08-jul-2017	A la altura de la comunidad Miravalle, Tlahuelilpan, Hidalgo.	Sin información	Incendio en el poliducto Poza Rica – Cima de togo- Tula.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto.	Sin información	Se activó el plan interno de emergencias, se realizaron labores para sofocar el fuego y reparación del poliducto.
09-jul-2017	A la altura de la comunidad Simón Sarlat, Centla, Tabasco.	Gas	Fuga de gas en el pozo Caparrozco 192.	Provocada por un acto vandálico en el pozo.	Sin información	La fuga fue controlada mediante el cambio de la válvula del pozo que se había abierta de forma deliberada.
11-jul-2017	Terreno aledaño a la planta deshidratadora El Plan, Las Choapas, Veracruz.	Hidrocarburo	Derrame de hidrocarburo de una línea que se encontraba fuera de operación.	Afectación por actos vandálicos en una línea fuera de operación; además, debido a las fuertes lluvias, sumadas a un segundo acto vandálico con el robo de dos barreras de contención se originó nuevamente el derrame de hidrocarburo.	Cuerpo de agua	Trabajos de contención y limpieza, además se procedió a colocar barreras y cordones oleofílicos sobre el cuerpo de agua, así como trabajos de extracción del producto en la zona afectada. Denuncia ante las autoridades de la (CONAGUA y el Ministerio Público Federal.

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
12-jul-2017	San Juan del Rio Querétaro.	Hidrocarburo	Fuga de hidrocarburo en un ducto.	Ocasionada por una toma clandestina.	Sin información	Se activó el Plan de Respuesta Inmediata se suspendió el tramo del ducto afectado. Protección civil evacuó cinco colonias.
17-jul-2017	San Juan del Rio Querétaro.	Combustible	Fuga de combustible por acto vandálico en un ducto.	Ocasionada por una toma clandestina en las cercanías del poblado de Santa Matilde en el Municipio de San Juan del Rio, Querétaro.	Sin información	Se activó el Plan de Respuesta Inmediata suspendiendo temporalmente el tramo del ducto afectado.
18-jul-2017	Refinería "Francisco I. Madero".	Gas licuado de petróleo	Escape de gas LP en Catalítica 1 de la Refinería Madero.	Durante un muestreo que se realizaba en una válvula automática en la planta Catalítica 1, de la Refinería.	No se registraron lesionados ni hubo afectaciones a las instalaciones.	Se controló el incidente en cuestión de minutos.
21-jul-2017	A la altura de la comunidad Lázaro Cárdenas Primera Sección, Comalcalco, Tabasco.	Hidrocarburo	Derrame de hidrocarburo en el ducto Santuario-El Golpe.	Provocado por un acto vandálico en el ducto.	Sin información	Se atendió y se presentó la denuncia correspondiente para deslindar responsabilidades.
21-jul-2017	En las inmediaciones del poblado Paxtepex, Santiago Tulantepec, Hidalgo.	Sin información	Incendio por toma clandestina en el poliducto Tuxpan-Tula.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto.	Sin reporte de personas lesionadas.	Se activó el plan interno de emergencias, se suspendió el bombeo de tramo del ducto afectado y se realizó su reparación.
29-jul-2017	Localizado en la colonia J. Mario Rosado, Las Chopas, Veracruz.	Crudo	Fuga de crudo en el pozo El Plan 33.	Provocada por acto vandálico.	Sin información	Se procedió a la reparación del ducto afectado, y se realizaron las tareas de saneamiento y limpieza. Se presentó la denuncia ante las autoridades correspondientes.
01-ago-17	Ubicado en la laguna EL Limón, del ejido de San Miguel, en el municipio de Reforma.	Sin información	Flamazo	Durante los trabajos de reparación por la pérdida de contención de un ducto de nafta ligera.	Atención médica a 2 trabajadores con lesiones ligeras y 8 presentaron crisis nerviosa.	Se brindó atención médica a 2 trabajadores que resultaron con lesiones ligeras. Asimismo, se atendió a 8 trabajadores que presentaron crisis nerviosa a consecuencia del incidente. Se controló la flama.
02-ago-2017	En las inmediaciones de la represa del ejido Maclovio Herrera, Altamira, Tamaulipas.	Combustible	Fuga de combustible.	Provocada por acto vandálico en el mes de mayo del mismo año.	Sin información	Control y saneamiento, se realizó tareas de limpieza de recolección del producto que se encontraba en el lugar, a causa de otra toma clandestina, construcción de 6 cárcamos, utilización de 2 unidades de vacío, la colocación de cordones oleofílicos para la contención de hidrocarburo.
07-ago-2017	Cerca del poblado de la Tinaja, Salamanca, Guanajuato.	Hidrocarburo	Derrame de hidrocarburo.	Provocado por un acto vandálico.	Sin información	Trabajos de recolección y limpieza del área afectada, así como la reparación del ducto, y se presentó la denuncia correspondiente.

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
11-ago-17	Salvador Alvarado, Sinaloa.	Sin información	Incendio por toma clandestina en Sinaloa.	Ocasionado por una toma clandestina en el poliducto Topolobampo-Guamúchil-Culiacán.	Sin información	Al activarse el plan interno de respuesta a emergencias, se suspendió el tramo del poliducto afectado y se realizó la reparación del ducto y la limpieza del área afectada.
14-ago-17	Inmediaciones del poblado de Palo Blanco; Salamanca Guanajuato.	Hydrocarburo	Fuga de hidrocarburo en Poliducto Salamanca-Morelia.	Provocada por un acto vandálico en el poliducto.	Sin información	Personal especializado de PEMEX suspendió la operación del ducto en el tramo afectado y trabajó en la contención de la fuga, así como en la recuperación del producto, para posteriormente proceder a las labores de limpieza y saneamiento.
16-ago-17	Ubicado en las inmediaciones del municipio de Cuatepec de Hinojosa, Hidalgo.	Gasolina	Fuga de gasolina en el poliducto Tuxpan-Poza Rica-Tula.	Provocada por una toma clandestina en el municipio de Cuatepec.	Sin información	Pemex activó los protocolos para la atención de emergencias, quedando controlada la fuga. Con equipos especializados de Pemex y una Unidad de Presión-Vacío, se logró recuperar aproximadamente 7500 litros del combustible derramado.
18-ago-17	Ubicado a la altura de la comunidad Amatitlán; Jalpa de Méndez, Tabasco.	Aceite	Fuga de aceite en el pozo Girasol 1.	Provocada por un acto vandálico en el pozo Girasol 1.	Sin información	Personal especializado realizó las labores técnicas necesarias para posteriormente iniciar los trabajos de recuperación de producto y limpieza.
11-ago-17	Salvador Alvarado, Sinaloa.	Sin información	Incendio por toma clandestina en Sinaloa.	Ocasionado por una toma clandestina en el poliducto Topolobampo-Guamúchil-Culiacán.	Sin información	Al activarse el plan interno de respuesta a emergencias, se suspendió el tramo del poliducto afectado y se realizó la reparación del ducto y la limpieza del área afectada.
19-ago-17	Ixtaczoquitlán, Veracruz.	Sin información	Incendio en el poliducto Minatitlán-México.	Causado por una toma clandestina en el poliducto.	Sin información	Pemex activó inmediatamente el plan interno de emergencias para garantizar la seguridad en la población. De inmediato se suspendió la presión en el tramo del ducto afectado.
24-ago-17	Colonia Ocoatepec; Cuemavaca, Morelos.	Gasolina	Derrame de gasolina en poliducto de Cuemavaca.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto Añil-Cuemavaca.	Sin información	se activó el plan de respuesta a emergencias y se suspendió el bombeo en el tramo del ducto afectado y procedió a la evacuación de personas de las inmediaciones del predio afectado. Denuncia ante Ministerio Público.
29-ago-17	Planta Catalítica 1 de la Refinería Madero, Cd. Madero, Tamaulipas.	Sosa gastada	Incidente en la Planta Catalítica 1 de la Refinería Madero.	Durante la realización de los trabajos de mantenimiento en la planta Catalítica 1, se presentó una sobrepresión en la línea ciega de desfogue de sosa gastada.	Dos trabajadores lesionados, quienes presentaron lesiones menores.	Personal especializado de la refinería controló el incidente de manera inmediata.

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
07-sep-17	Inmediaciones del ejido Santa Ana Ahuehuepan, Hidalgo.	Hidrocarburo	Derrame de diésel en el poliducto Tula-Salamanca.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto Tula-Salamanca.	Sin reporte de personas afectadas.	PEMEX activó inmediatamente el plan interno de atención a emergencias y como medida de seguridad se bloqueó el bombeo de producto en el ducto afectado a fin de controlar la situación y posteriormente realizar su reparación. El personal se trasladará con equipo especializado para la recuperación del hidrocarburo derramado y limpieza del terreno.
10-sep-17	Zona de carga de la Terminal Marítima de PEMEX, Salina Cruz, Oaxaca.	Crudo	Fuga en la línea de la Boya Número 3.	Debido a las constantes réplicas después del temblor de 8.2 grados Richter, se suscitó una pequeña fuga en la línea que suministra de crudo a la Boya número 3 en la zona de carga de la Terminal Marítima de Pemex. Las altas vibraciones provocaron que un espárrago que embridaba la línea se degollara, lo que generó un pequeño goteo de crudo.	Sin información	Personal especializado se encuentra realizando trabajos de contención y saneamiento; como también, se llevan a cabo trabajos de encapsulado de la brida dañada para reparar dicha fuga.
11-sep-17	Ejido Flores Magón, Tihuatlán, Veracruz.	Hidrocarburo	Emanación de hidrocarburo en el poliducto Barra Norte, Tuxpan-Poza Rica.	Toma clandestina en el poliducto, se detectó emanación de hidrocarburo de la válvula colocada ilícitamente en el ducto.	Sin información	Se llevaron a cabo las acciones de contención necesarias y garantizadas, las condiciones de seguridad, se efectuó la eliminación de la toma clandestina. Denuncia ante Ministerio Público.
20/09/2017	En el canal Los Ramírez; Salamanca, Guanajuato.	Hidrocarburo	Fuga en oleoducto Tepatitlán-Salamanca.	Provocado por una toma clandestina en el oleoducto.	Sin información	Personal técnico, con el apoyo de equipos especializados, realizaron los trabajos correspondientes de acuerdo con lo establecido en el protocolo interno de Medidas de Urgente Aplicación (MUA), colocando barreras contenedoras en puntos estratégicos sobre el cuerpo de agua para evitar la dispersión del producto, y proceder posteriormente a la limpieza del sitio. Denuncia ante el Ministerio Público.
21-sep-17	Terreno ubicado en el municipio de León Guanajuato.	Sin información	Incendio en poliducto Salamanca-León.	Provocado por toma clandestina en el poliducto.	Sin información	Se activó en Plan Interno de Respuesta a Emergencias y se procedió a suspender temporalmente la operación del ducto. Personal técnico y de contraincendios realizó las maniobras para controlar el incendio.

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
22-sep-17	Ducto ubicado en la Boya 3, Salina Cruz, Oaxaca.	Hidrocarburo	Nueva fuga en la línea de la Boya 3.	Afectado por las constantes réplicas del sismo del 7 de septiembre en la entidad.	Sin información	PEMEX con apoyo de la Secretaría de Marina, realizaron trabajos de limpieza y contención en el ducto ubicado en la Boya 3, personal especializado realizó las acciones necesarias para reparar el ducto afectado por causas naturales.
27-sep-17	Zona despoblada del kilómetro 168+800 del poliducto Minatitlán-Salina Cruz del municipio de El Barrio de la Soledad, Oaxaca.	Hidrocarburo	Derrame de hidrocarburo en poliducto Minatitlán-Salina Cruz.	Provocada por una toma clandestina en el poliducto.	Sin información	Se activó el plan interno de atención a emergencias y se bloqueó el bombeo de producto en el ducto afectado a fin de controlar la situación y proceder a su reparación. Personal de la empresa se traslada con equipo especializado para la recuperación del hidrocarburo y limpieza del terreno. Denuncia ante Ministerio público.
10-oct-17	Ducto de la Boya 3 de la terminal de Servicios portuarios en las costas del puerto de Santa Cruz, Oax.	Hidrocarburo	Derrame en ducto de la Boya 3.	Provocado por un acto vandálico.	Sin información	Personal especializado de PEMEX realiza la contención y recuperación del producto. Denuncia correspondiente para deslindar responsabilidades.
11-oct-17	Aquiles Serdán, Chihuahua.	Hidrocarburo	Fuga de hidrocarburo en poliducto Chihuahua-Juárez.	Ocasionada por toma clandestina en el poliducto.	Sin información	Se activó el plan interno de emergencia y se suspendió el tramo del ducto afectado para proceder a su reparación. Se realizaron trabajos de recuperación y limpieza del producto derramado. Denuncia a las autoridades correspondientes.
11-oct-17	Las choapas, Veracruz.	Hidrocarburo	Derrame en uno de los ductos en la zona de Las Choapas.	Actos vandálicos	Maleza, suelo y lirio afectado por hidrocarburo.	Trabajos de limpieza y recolección del hidrocarburo derramado, labores de saneamiento en el punto de la fuga, en el rancho El Mangal, así como en los cauces de los ríos Zanapa y Tonalá.
12-oct-17	A la altura de la comunidad La Libertad, en Huimanguillo, Tabasco.	Hidrocarburo	Emanación de vapores de hidrocarburo en Huimanguillo.	Afectación por acto vandálico, se encontraron diferentes tramos de tubería seccionados por personas ajenas a la empresa, lo que provocó la exhalación.	Sin información	Personal especializado de PEMEX trabajó en la reparación del ducto afectado, con apoyo del personal del Instituto Estatal de Protección Civil, trabaja en la recuperación de la tubería, así como en la atención de otra emanación detectada.

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
13-oct-17	Colonia Insurgentes Norte, Minatitlán, Veracruz.	Hidrocarburo	Escurrecimiento de hidrocarburo en Minatitlán.	Provocado por una toma clandestina.	Sin información	Se activó el Plan de Respuesta a Emergencias y se acordó el área a fin de controlar la situación y proceder a la reparación del tramo afectado. Personal de PEMEX se trasladó con equipo especializado para la recuperación del hidrocarburo impregnado y limpieza del área. Denuncia ante Ministerio Público.
14-oct-17	A la altura de la Comunidad Arroyo Hondo, Primera Sección, Cárdenas, Tabasco.	Gas	Fuga de gas en Cárdenas.	Provocada por una toma clandestina en un ducto ubicado a la altura de la Comunidad Santa Teresa, Arroyo Hondo, Primera sección.	Sin afectación	Se implementó el Plan de Atención a Emergencias y el Ejército el Plan DN III E en apoyo a la población, mientras que el Instituto Estatal de Protección Civil determinó la evacuación de habitantes de la zona quienes fueron trasladados al deportivo La Ceiba. Denuncia ante las autoridades correspondientes.
23-oct-17	Poblado San Antonio Arenas, Municipio San Matías Tlalancaleca, Puebla.	Sin información	Incendio en las inmediaciones del poblado San Antonio Arenas.	Ocasionado por una toma clandestina.	Sin reporte de afectaciones a cuerpos de agua.	Personal de PEMEX con el apoyo del cuerpo de Bomberos Municipal y Protección Civil estatal sofocaron el incendio. Personal especializado realizó tareas de limpieza y reparación del ducto afectado.
28-oct-17	General Bravo, Nuevo León.	Sin información	Incendio en el poliducto Cadereyta-Reynosa.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto.	Una camioneta quemada	Se suspendió el bombeo en el tramo afectado, se llevaron a cabo trabajos para sofocar el fuego y se realizaron tareas de enfriamiento. Se contó con apoyo de la SEDENA, Policía Federal, Protección Civil municipal y Bomberos de PEMEX. Denuncia ante Ministerio Público.
13-nov-17	Inmediaciones del ejido La Mesa, Tetepango, Hidalgo.	Combustible	Incendio en el poliducto Cima de Togo-Tula.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto.	Un vehículo de carga quemado a un costado del ducto afectado. Sin lesionados.	PEMEX activó inmediatamente el plan interno de atención a emergencias y como medida de seguridad se bloqueó el bombeo de producto en el ducto afectado a fin de controlar la situación y posteriormente realizar su reparación. Denuncia ante Ministerio Público.
17-nov-17	En una zona baja del ejido Nacajuca Anexo-Oxiacaque.	Hidrocarburo	Incidente en pozo de Nacajuca.	Falla de una pieza en un pozo, lo que originó briceo de hidrocarburo en el perímetro de la instalación.	Sin daños a la instalación ni al personal.	Siguiendo los protocolos de seguridad establecidos, se logró controlar la emanación del producto.

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
22-nov-17	Río Bravo, Tamaulipas.	Combustible	Fuga de combustible en el poliducto Cadereyta-Reynosa.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto.	Sin información	Se activó de inmediato el Plan de Respuesta a Emergencias y se suspendió temporalmente la operación del ducto afectado, procediéndose al cierre de válvulas de seccionamiento, para la atención del incidente por parte del personal. Denuncia ante Ministerio Público.
22-nov-17	Ejido "El Durazno", municipio de San Agustín Tlaxiaca, Hidalgo.	Combustible	Incendio en el poliducto Tula-Pachuca.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto.	Un vehículo de carga quemado que se encontraba conectado de forma ilícita al ducto de PEMEX. Sin reporte de personas lesionadas por el incidente.	Se logró sofocar el incendio y se logró controlar el derrame de combustible en el ducto afectado. PEMEX activó el plan interno de atención a emergencias y como medida de seguridad se bloqueó el bombeo de producto a fin de controlar la situación y posteriormente realizar su reparación. Denuncia ante Ministerio Público.
28-nov-17	Zona Industrial Irapuato, Guanajuato.	Sin información	Incendio en Poliducto Salamanca-Guadalajara.	Ocasionado por una toma clandestina en el poliducto.	sin información	Se recibió el reporte de incendio y de inmediato se activó el Plan Interno de Respuesta a Emergencias y se procedió a suspender temporalmente la operación del tramo del ducto afectado.
04-dic-17	Altura de la comunidad Buena Vista, en Cárdenas, Tabasco.	Gas	Dos fugas de gas provocadas por actos vandálicos.	PEMEX controló dos fugas provocadas por igual número de actos vandálicos (cortes con segueta) en un mismo gasoducto.	No se registraron lesionados.	Personal especializado ejecutó movimientos operativos que permitieron controlar ambas emanaciones, realizando posteriormente la reparación de la línea vandalizada. Denuncia ante Ministerio Público.
12-dic-17	Villa Cárdenas, Irapuato, Guanajuato.	Sin información	Incendio en el poliducto Salamanca-León.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto.	Sin personas lesionadas	Se llevaron a cabo maniobras para controlar el fuego en el tramo del ducto afectado. Se activó el plan interno de atención a emergencias, se bloqueó el bombeo de combustible como medida de seguridad y posteriormente realizar su reparación. Denuncia ante Ministerio Público.
13-dic-17	Instalaciones de la Refinería "Ing. Antonio M. Amor".	Sin información	Fallece trabajador de PEMEX en accidente.	Durante maniobras de acomodo de carros tanques vacíos para carga de combustóleo, un trabajador de PEMEX fue encontrado sin vida dentro de la refinería "Ing. Antonio M. Amor".	1 persona muerta	Las autoridades del M.P. realizan las investigaciones pertinentes con objeto de determinar la causa que originó el percance y esclarecer los hechos.

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
13-dic-17	Terrenos baldíos (2 hectáreas) ubicados a un costado de la carretera que comunica al poblado de Huilotepec, en Salina Cruz, Oaxaca.	Sin información	Incendio en pastizales en terrenos vecinos de la Refinería Antonio Dovalí Jaime.	Quema efectuada en el área de pastizal.	sin afectaciones humanas y materiales.	Cuerpo de bomberos y personal de vigilancia de la refinería Antonio Dovalí Jaime de Petróleos Mexicanos, en conjunto con Protección Civil municipal, sofocaron el incendio. Se exhortó a la ciudadanía a evitar realizar quemas en áreas de pastizales y zonas urbanas.
14-dic-17	Refinería Francisco I. Madero. Cd. Madero, Tamaulipas.	Sin información	Incidente en la Refinería Madero.	Durante trabajos de arranque de la Planta de Alquilación de la Refinería Francisco I. Madero, un trabajador tuvo un percance que le ocasionó quemaduras.	1 persona muerta	Se trasladó al trabajador de manera inmediata al Hospital Regional de Ciudad Madero, donde falleció minutos más tarde de haber ingresado.
18-dic-17	A la altura del poblado C-33, Cárdenas, Tabasco.	Sin información	Incendio en una zona de cañales cerca de un ducto en Cárdenas.	Sin información	Se localizó en el sitio un vehículo calcinado.	PEMEX atiende el reporte del incendio, se cuenta con apoyo de personal del Instituto Estatal de Protección Civil y del municipio.
20-dic-17	Apaseo El Grande, Guanajuato.	Hidrocarburo	Derrame de combustible en el poliducto Tula-Salamanca.	Provocado por una toma clandestina.	Sin información	Plan de Respuesta a Emergencia, labores de contención de la fuga para evitar que represente un riesgo. Denuncia ante Ministerio Público.
27-dic-17	Privada del Sol de la Colonia Milpillas, Cuernavaca, Morelos.	Gasolina	Derrame de combustible en Cuernavaca.	Toma clandestina en el poliducto Añil-Cuernavaca.	Evacuación de habitantes cercanos al sitio del incidente.	Activación del plan interno de atención a emergencias de PEMEX, se bloqueó el bombeo de combustible y se procedió a realizar su reparación. Denuncia ante Ministerio Público.
27-dic-17	La Brecha El Chocolate, Altamira, Tamaulipas.	Sin información	Incendio en la estación de compresión Tamaulipas 3.	Sin información	Sin lesionados	Análisis causa-raíz que generó el incidente.
08-ene-18	Localidad de J. Mario Rosado, Las Choapas, Veracruz	Hidrocarburo y agua	Dos fugas, una en un oleoducto fuera de operación y otra en un acueducto que transporta agua a la subestación eléctrica El Plan.	Actos vandálicos	Sin información	Personal especializado controló las fugas y posteriormente reparando las líneas. Se recuperó el producto. Denuncia ante Ministerio Público,
10-ene-18	Poliducto Poza Rica-Cima de Togo-Azcapotzalco en inmediaciones del poblado Santa María Paliseca, Cuauhtepic de Hinojosa, Hidalgo.	Combustible	Incendio	Provocado por una toma clandestina en el poliducto	Dos camionetas calcinadas que pretendían transportar el combustible extraído ilícitamente. Sin personas lesionadas.	Se activó el plan interno de emergencias, como medida de seguridad se suspendió el bombeo de tramo del ducto afectado para controlar la situación y realizar su reparación.
10-ene-18	Ducto Paredón-Estación 2 A, ubicado a la altura del poblado C-32, Huimanguillo, Tabasco.	Hidrocarburo	Fuga de hidrocarburo	Toma clandestina	Sin información	Activación del Plan de Atención de Emergencias, personal especializado colocó producto espumoso en el ducto para evitar que los vapores de los gases se esparcieran y realizó los movimientos operativos quedando

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
						eliminada la emanación. Se trabajó en la recuperación del hidrocarburo y la reparación de la línea.
22-ene-18	Comunidad Arena, primera sección, Comalcalco, Tabasco	Gas	Fuga de gas	Realización de trabajos de mantenimiento en un pozo	Sin lesionados ni daños a la instalación	Plan de Respuesta a Emergencias.
24-ene-18	Poliducto Minatitlán-Salina Cruz, Texistepec, Veracruz	Gasolina	Derrame de gasolina	Toma clandestina en el poliducto	Sin información	Se procedió al bloqueo del poliducto. Denuncia ante Ministerio Público.
30-ene-18	Terrenos baldíos, a un costado de la carretera Transistmica kilómetro 296, en el tramo Salina Cruz-Tehuantepec.	Sin información	Solicitud de apoyo para sofocar incendio de pastizal en terrenos vecinos la Noria en Tehuantepec, Oaxaca.	Quema en área de pastizal	Sin afectaciones humanas ni materiales	Se recibió llamado de emergencia por Protección Civil solicitando apoyo para sofocar el incendio. Se necesitó de elementos del equipo contraincendios de PEMEX.
01-feb-18	Poliducto San Agustín Tlaxiaca – Ajacuba, comunidad Benito Juárez, San Agustín Tlaxiaca, Hidalgo.	Gasolina	Derrame de gasolina	Toma clandestina	Sin afectaciones a cuerpos de agua cercanos	Plan Interno de Respuesta a Emergencias y se suspendió temporalmente la operación del ducto, cierre de válvulas de seccionamiento para la atención del incidente.
02-feb-18	LPG-ducto Cactus – Guadalajara en las inmediaciones de la colonia El Rodeo, municipio de San Juan del Río, Querétaro.	Gas LP	Fuga de gas LP	Toma clandestina	Sin información	Plan de Respuesta a Emergencias para el control total de la fuga.
04-feb-18	Poliducto Tula – Pachuca, inmediaciones del poblado Ulapa, Tetepango, Hidalgo	Combustible	Incendio	Toma clandestina en el poliducto	Una camioneta de carga totalmente quemada	Se efectuaron labores para sofocar el fuego y se procedió a la eliminación de la toma ilícita. Plan interno de Respuesta a Emergencias. Personal del sector Ductos Catalina bloqueó las válvulas de seccionamiento para disminuir el flujo del producto.
09-feb-18	Poliducto Topolobampo-Guamúchil-Culiacán, municipio Culiacán, Sinaloa	Sin información	Incendio	Toma clandestina	Una camioneta con contenedores y tres motocicletas incendiadas, sin personas lesionadas.	Plan Interno de Respuesta a Emergencias
13-feb-18	Ducto localizado en San Juan Guichicovi, Oaxaca.	Amoniaco	Fuga menor de amoniaco	Posible acto vandálico	No existe población asentada en las proximidades.	Se activó el Plan de Respuesta a Emergencias. Se realizó la reparación en el ducto.
14-feb-18	Poliducto Salamanca-Irapuato, inmediaciones de la comunidad La Haciendita, Salamanca, Oaxaca.	Hidrocarburo	Fuga de hidrocarburo	Toma clandestina	Dos vehículos calcinados, no se reportaron lesionados	Plan Interno de Respuesta a Emergencias. Denuncia ante Ministerio Público.
15-feb-18	Colonia Aviación Vieja, Poza Rica, Veracruz.	Aceite	Se detectó aceite en un arroyo de aguas negras	Sin información	Sin información	Se revisaron ductos aledaños al sitio, sin que hubiera registro de algún derrame en las instalaciones petroleras, se efectuaron lecturas de

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
						detección de gas sin registrarse presencia de gases tóxicos ni niveles de explosividad. Se colocaron cordones oleofílicos y barreras plásticas para contención y recuperación del aceite.
20-feb-18	Poliducto Tula-Salamanca, inmediaciones del Poblado Juan Martín, Celaya, Guanajuato.	Combustible	Fuga de combustible	Ocasionada por una toma clandestina	Sin información	Plan Interno de Respuesta a Emergencias para el control de la fuga. Denuncia ante Ministerio Público.
22-feb-18	Poliducto de Poza Rica – Azcapotzalco, inmediaciones del paraje Soapayuca, Axapusco, Estado de México.	Sin información	Incendio	Ocasionado por una toma clandestina	Sin información	Plan Interno de Respuesta a Emergencias, se controló el fuego. Denuncia ante Ministerio Público.
23-feb-18	Zona de potreros a la altura del ejido Zapotal, Palo Mulato de Huimanguillo Tabasco	Gas	Fuga de gas	Acto vandálico (seguetazo) en un ducto	Sin información	Activación del Plan Interno de Atención de Emergencias
23-feb-18	Poliducto de Salamanca – Morelia, inmediaciones del paraje La Palma, Cuitzeo, Michoacán.	Sin información	Incendio	Ocasionado por una toma clandestina	Sin información	Plan Interno de Respuesta a Emergencias y equipo contraincendios, realizó las maniobras necesarias para controlar el fuego.
26-feb-18	Comunidades Carlos A. Madrazo y Güiral, Huimanguillo, Tabasco.	Gas	Fuga de gas	Provocada por un acto vandálico	Sin información	Plan Interno de Atención de Emergencias.
26-feb-18	Poliducto de Tula-Salamanca, entre las comunidades El Carrizo y Santa Matilde, municipio de San Juan del Río, Querétaro.	Hidrocarburo	Fuga de hidrocarburo	Toma clandestina en el poliducto	Sin información	Se activó el Plan Interno de Respuesta a Emergencias y realizaron maniobras para controlar la fuga.
09-mar-18	Poliducto Minatitlán – México, en inmediaciones de la Junta Auxiliar San Cristóbal Tepatlaxco; municipio San Martín Texmelucan, Puebla.	Diesel	Derrame de diésel	Provocado por una toma clandestina	Sin información	Se activó el Plan Interno de Respuesta a Emergencias y se suspendió temporalmente la operación del ducto, procediéndose al cierre de válvulas de seccionamiento para la atención del incidente. El producto derramado se contuvo con barreras y cordones oleofílicos sobre el cauce del río.
10-mar-18	Refinería Ing. Antonio M. Amor.	Sin información	Incendio extendido al área que se ubica a un costado de las lagunas de oxidación de la refinería	Se inició en pastizales de un terreno externo	Sin información	Se activó el Plan Interno de Respuesta de Emergencias. Equipo de Prevención y Contraincendios de la refinería.
13-mar-18	A la altura del Poblado San Antonio entre las comunidades de Ignacio	Hidrocarburo	Fuga de hidrocarburo en un ducto ubicado en un terreno bajo inundable en zona despoblada.	Sin información	Sin información	Activación del Plan Interno de Atención de Emergencias, se realizaron los movimientos operativos necesarios

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
	Allende y Vicente Guerrero, Centla, Tabasco.					para controlar la emanación y se colocaron barreras oleofílicas.
13-mar-18	Poliducto Salamanca-Zacatecas, en un terreno ubicado a inmediaciones del poblado Santa Ana del Conde, León, Guanajuato.	Sin información	Incendio	Provocado por toma clandestina	Sin información	Se activó el Plan Interno de Respuesta a Emergencia y personal de contra incendios de PEMEX realizaron las maniobras para sofocar el incendio.
14-mar-18	Poliducto Salamanca – Zacatecas a la altura del poblado Carrizal, municipio de Irapuato, Guanajuato.	Hidrocarburo	Fuga de hidrocarburo	Ocasionada por una toma clandestina en el poliducto	Sin información	Activación del Plan Interno de Atención de Emergencias, personal técnico realiza los movimientos operativos para controlar la emanación y reparar el tramo afectado.
15-mar-18	Poliducto Chihuahua-Cd. Juárez en las inmediaciones de la colonia Valles de Chihuahua, Chihuahua.	Combustible	Fuga de combustible	Ocasionada por una toma clandestina	Sin información	Se activó el Plan Interno de Respuesta a Emergencias, se procedió al cierre de válvulas de seccionamiento. Denuncia ante Ministerio Público.
16-mar-18	Poliducto Salamanca-Morelia, ubicado a inmediaciones de la comunidad de Guantes, municipio de Valle de Santiago, Guanajuato.	Sin información	Incendio	Provocado por toma clandestina	En el sitio se encontraron vehículos calcinados.	Se activó el plan interno de respuesta a emergencias y trabajadores del Sector Ductos Salamanca se desplazaron al lugar para controlar el siniestro.

I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización.

Los puntos de riesgo de cualquier instalación se enfocan a todas aquellas áreas de operación que en un momento dado pueden causar daño al personal, a las instalaciones o al ambiente, ya sea por explosión incendio o toxicidad.

Para la identificación, evaluación y jerarquización del riesgo para el proyecto, se considera en primer término la selección de la técnica de identificación de riesgos, posteriormente se realiza un análisis y evaluación de los riesgos identificados para jerarquizarlos de acuerdo con su nivel de peligrosidad y finalmente se analizan las consecuencias de la ocurrencia de los riesgos identificados.

Selección de la metodología.

Existen diversas metodologías empleadas para identificar riesgos, aplicables a cada situación, de las cuales las más utilizadas son las siguientes:

- Listas de verificación (Check list).
- ¿Qué pasa sí? (What if).
- Análisis de modos de falla y sus efectos (FMEA).
- Análisis de peligros y operabilidad (HAZOP).
- Análisis de árboles de eventos (AAE-ETA).
- Análisis de árboles de falla (AAF-FTA).

Cada metodología tiene sus fortalezas y debilidades, y se puede emplear en diferentes etapas del proceso, incluso el utilizar más de una metodología es factible dependiendo de la etapa y las necesidades del proyecto.

Entre los factores a considerar al seleccionar la metodología más adecuada para la identificación de riesgos, se encuentran:

- Motivo del estudio.
- Tipo de resultado requerido.
- Tipo de información disponible
- Características del problema (tipo de proceso).
- Riesgo asociado con el proceso o actividad.
- Disponibilidad de recurso/preferencia de analista.

Además de lo anterior, la metodología debe permitir identificar el peligro que lo origina y valorar la importancia del riesgo, así como la forma de controlarlo.

De lo anterior, se optó por emplear la metodología de análisis ¿Qué pasa sí? la cual, es una técnica inductiva que involucra personal con amplio conocimiento del proceso para generar diferentes preguntas que pueden ayudar a identificar situaciones de riesgo dentro de una instalación.

Metodología ¿Qué pasa sí?

Esta técnica ayuda a detectar y analizar cualitativamente desviaciones, relacionadas a comportamientos o situaciones no previstas durante el proceso y sus variables. El propósito del análisis es identificar peligros, situaciones peligrosas o eventos de accidentes específicos que pueden producir una consecuencia no deseada.

La metodología consiste en una lluvia de ideas, donde un grupo multidisciplinario con amplio conocimiento del proceso, formula preguntas o plantea situaciones acerca de posibles eventos indeseados, que pudieran presentarse a lo largo del desarrollo del proyecto, para posteriormente sugerir alternativas de reducción de riesgos.

La información necesaria para el desarrollo del análisis incluye la descripción del proceso, diagramas de tubería e instrumentación, dibujos y procedimientos de operación, así como la experiencia y conocimiento del grupo multidisciplinario.

Como parte del desarrollo del análisis, el grupo multidisciplinario formula preguntas que empiecen con ¿Qué pasa sí...?, para analizar situaciones del proceso, por ejemplo:

- ¿Qué pasa sí la bomba A detienen su funcionamiento durante el arranque?
- ¿Qué pasa sí el operador abre la válvula B en lugar de la válvula A?

Todas las preguntas formuladas se registran y se responden una por una y se detallan las medidas existentes y las que se proponen para reducir los riesgos, identificado así las áreas o partes del proceso que deben tomar especial atención durante el desarrollo de las actividades del proyecto.

Cuando se aplica en la forma apropiada, el método ¿Qué pasa sí? resulta muy poderoso ya que permite lograr la cobertura completa de una amplia gama de riesgos, así como el consenso de diferentes áreas como: producción, mecánica, técnica, seguridad y personal.

En general esta técnica es ampliamente utilizada durante las etapas de diseño del proceso, durante el tiempo de vida o de operación de una instalación, así como cuando se introducen cambio al proceso o a los procedimientos de operación.

En el apartado "Resultados de la aplicación de la metodología", se muestran los resultados de la aplicación de la metodología ¿Qué pasa sí?

Jerarquización de riesgos.

El riesgo tiene dos componentes esenciales que son; la frecuencia de ocurrencia de un evento indeseado y la magnitud de las consecuencias de ese evento.

Una vez identificados los posibles riesgos, se deben valorar los niveles de riesgo de los peligros identificados, este paso es muy importante cuando los riesgos identificados son numerosos y los recursos para su control o reducción son limitados. Asimismo, valorar los niveles de riesgo y asignar prioridades a la atención de las recomendaciones, permite un manejo adecuado de los recursos.

La jerarquización de riesgos para las obras tipo que integran el Proyecto, se realizó con la **matriz de riesgos**, la cual, relaciona la severidad de los escenarios mediante el uso de índices ponderados de la severidad de las **consecuencias** (o afectación) y de la probabilidad de ocurrencia (**frecuencia**) del incidente.

Con la estimación de los factores de frecuencia y consecuencia se puede obtener el nivel de riesgo para cada escenario y la ubicación dentro de cuatro zonas en las que se divide la matriz.

- **Riesgo no tolerable (tipo A).** Requiere se implemente 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).** Requiere se implementen acciones inmediatas permanentes. Un riesgo tipo "B" representa una situación de riesgo indeseable y deben establecerse Controles Temporales 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".
- **Riesgo aceptable con controles (tipo C).** El riesgo es significativo, pero se pueden gestionar con controles administrativos. Un riesgo tipo "C" representa una situación de riesgo aceptable siempre y cuando se establezcan controles permanentes.
- **Riesgo tolerable (tipo D).** No requiere de acciones correctivas y preventivas adicionales, es de bajo impacto. Un riesgo tipo "D" representa una situación de riesgo tolerable. Se debe continuar con los programas de trabajo para mantener la integridad de las capas de protección.

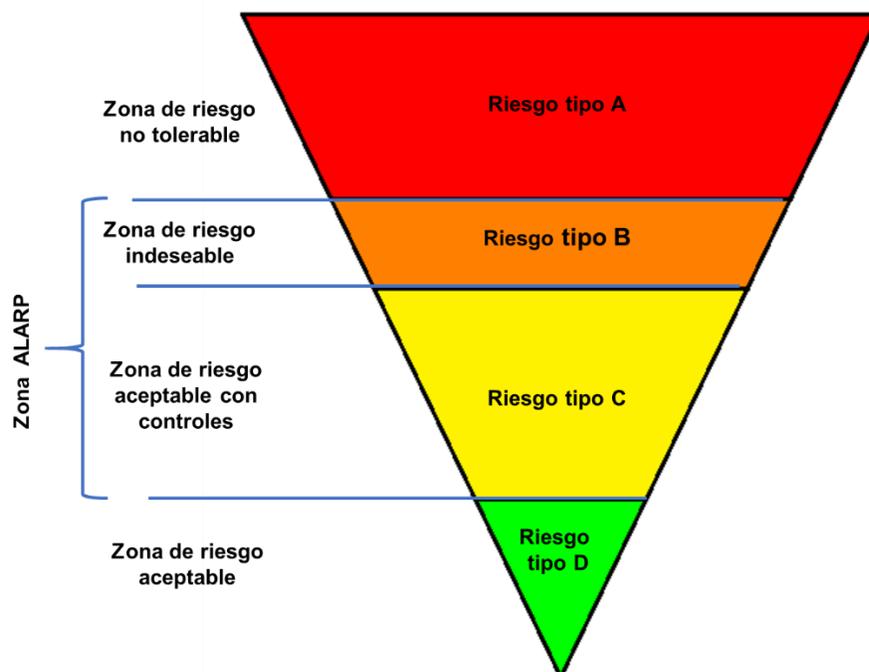


Figura 5. Zonas y tipos de riesgo.

En la figura anterior se puede observar que los riesgos tipo B y C se encuentran dentro de una región denominada zona ALARP (As Low As Reasonably Practicable – Tan bajo como sea razonablemente práctico). El principio ALARP se basa en el hecho de que sería posible emplear una gran cantidad de tiempo, dinero y esfuerzo al tratar de reducir los niveles de riesgo a un valor cero, lo que en la práctica no es costeable ni posible. Por lo que los riesgos que se ubiquen en esta región se deberían de estudiar a detalle mediante un análisis de tipo costo-beneficio.

Matriz de riesgos.

Para la evaluación de riesgos se consideraron las afectaciones causadas al personal, a la población, al medio ambiente, a la instalación y/o producción. Los criterios y valores asociados a la frecuencia y consecuencia se presentan a continuación.

Tabla 15. Ponderación para estimar la frecuencia de los escenarios de riesgo.

Clasificación	Categoría	Descripción	Frecuencia/año
F6	Muy frecuente	Puede ocurrir más de una vez en un año	≥ 1.0 ($\geq 1 \times 10^0$)
F5	Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 1 año y hasta 5 años	≥ 0.2 a < 1.0 ($\geq 2 \times 10^{-1}$ a 1×10^0)
F4	Poco frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 5 años y hasta 10 años	≥ 0.1 a < 0.2 ($\geq 1 \times 10^{-1}$ a $< 2 \times 10^{-1}$)
F3	Raro	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 10 años	≥ 0.01 a < 0.1 ($\geq 1 \times 10^{-2}$ a $< 1 \times 10^{-1}$)

Clasificación	Categoría	Descripción	Frecuencia/año
F2	Muy raro	Puede ocurrir solamente una vez en la vida útil de la instalación	≥ 0.001 a < 0.01 ($\geq 1 \times 10^{-3}$ a $< 1 \times 10^{-2}$)
F1	Extremadamente raro	Es posible que ocurra, pero a la fecha no existe ningún registro	≥ 0.0001 a < 0.001 ($\geq 1 \times 10^{-4}$ a $< 1 \times 10^{-3}$)

Fuente: Guías Técnicas para realizar análisis de riesgo de proceso PEMEX Rev. 2.

Para evaluar/estimar las consecuencias de los escenarios de riesgo por daños al personal, efectos a la población, impacto ambiental, pérdida o diferimiento de producción y daños a las instalaciones, se utilizará la siguiente tabla:

Tabla 16. Ponderación para estimar la consecuencia de los escenarios de riesgo.

Categoría de consecuencia (impacto)	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Pérdida o diferimiento de producción (USD) ⁽¹⁾	Daños a la instalación (USD)
6 (catastrófico)	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones mayores a 1 semana.	>500'000,000	> 500'000,000
5 (mayor)	Lesiones o daños físicos que puedan generar de 2 a 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que 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 con atención médica que puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad.	Lesiones o daños físicos mayores que generan de una a 5 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones en hasta 24 horas.	> 5'000,000 a 50'000,000	> 5'000,000 a 50'000,000
3 (moderado)	Lesiones o daños físicos que requieren atención médica que pueda generar una incapacidad.	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía se requieren acciones de evacuación y existe la posibilidad de lesiones o daños físicos.	Se presentan fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora.	> 500,000 a 5'000,000	> 500,000 a 5'000,000
2 (menor)	Lesiones o daños físicos que requieren primeros 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 posibilidades de evacuación.	Fugas y/o derrames solamente perceptibles al interior de la instalación, el control es inmediato.	> 50,000 a 500,000	> 50,000 a 500,000
1 (despreciable)	No se esperan lesiones o daños físicos.	No se esperan impactos, lesiones o daños físicos.	No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arriba de los límites establecidos.	<50,000	<50,000

(1) Para el caso de equipos de perforación la columna de Pérdida o diferimiento de producción, se deberán considerar los costos por paro de equipo y/o suspensión de operaciones.

Para el caso que los valores indicados en la columna de pérdida o diferimiento de producción de la tabla anterior estén sobre-evaluados y/o sub-evaluados se podrá realizar la calibración de los valores en base a lo siguiente:

Ejemplo para la calibración de la matriz de consecuencias de pérdida o diferimiento de producción utilizando un Factor de Reducción de Riesgos de 10, (FRR=10)

La instalación "A", recibe la producción de 9 pozos de los cuales 8 son productores de acuerdo a la siguiente tabla:

Pozo	Estr in	Producción Aceite BPD	Producción Gas MMPCD
1	---	108	0.2
2	3/8	153	0.2
3	Cerrado		
4	3 7/8	956	0.3
5	1 3/8	3,039	4.7
23	2 1/4	9,884	11.2
34	2 1/2	4,555	5.7
47	4 3/8	8,773	10.5
88A	1 15/16	3,596	5.9
Total de producción		31,064	38.7

 Prod. Mín. de la instalación
 Prod. Máx. de la instalación

Para realizar la calibración de las consecuencias de pérdida o diferimiento de producción para realizar el Análisis de Riesgo de Procesos, se deberá considerar como producción mínima la indicada por el pozo de menor producción y la producción máxima será la suma de la producción de todos los pozos.

Para este ejemplo quedarán los siguientes valores de producción (mínima y máxima), así como los costos para el aceite y el gas:

Producción	Q a (BPD)	Qg (MMPCD)
Mínima	108	0.2
Máxima	31,064	38.7

Tipo	Costo*
Aceite	80.0 USD/B
Gas	4.03 USD/MMPC

*Este costo es variable de acuerdo al precio del mercado en el momento

Realizando los cálculos para determinar las utilidades de producción los resultados obtenidos son:

Utilidades de Producción	Aceite USD/Día	Gas (USD/Día)	Total (USD/Día)
Mínima	8,640	0.80	8,640.8
Máxima	2'485,120	155.30	2'485,275.3

Calcular la utilidad promedio de la instalación mediante la siguiente fórmula se obtiene:

Utilidad Promedio de la instalación=

$$\sqrt{(Util. \text{ Mín. de la instalación})(Utilidad \text{ Máx. de la instalación})}$$

Utilidad Promedio de la instalación=

$$\sqrt{(8,640.8)(2'485,275.3)} = 0.147 \text{ MMUSD/día}$$

Ubicando los valores de las utilidades de la instalación en la matriz de consecuencias por pérdida o diferimiento de producción, tomando como referencia que la utilidad promedio de la instalación sería el valor con el que iniciaríamos en las consecuencias graves y calibrando los valores aplicando un factor de Reducción de Riesgo (FRR) de 10 los valores de consecuencias quedarían de la siguiente manera para estimar las consecuencias:

C6 (catastrófico)	De 1.5×10^{-1} a 1.49×10^{-2} (MMUSD/día) FRR 10	
C5 (mayor)	De 1.5×10^0 a 1.49×10^1 (MMUSD/día) FRR 10	← Util. Máx. de la instalación 2.5 x 10 MMUSD/Día
C4 (grave)	De 1.5×10^{-1} a 1.49×10^{-0} (MMUSD/día) FRR 10	← Util. Prom. de la instalación 1.5 x 10 ⁻¹ MMUSD/Día
C3 (moderado)	De 1.5×10^{-2} a 1.49×10^{-1} (MMUSD/día) FRR 10	
C2 (menor)	De 1.5×10^{-3} a 1.49×10^{-2} (MMUSD/día) FRR 10	← Util. Mín. de la instalación 8.64 x 10 ⁻³ MMUSD/Día
C1 (Despreciable)	De 1.5×10^{-4} a 1.49×10^{-3} (MMUSD/día) FRR 10	

Explicado de otra manera, la tabla de las categorías para estimar las consecuencias en los escenarios de riesgos para pérdida o diferimiento de producción para realizar el Análisis de Riesgos de Proceso de la instalación "A", quedaría con estos resultados:

Categoría de consecuencia (Impacto)	Pérdida o diferimiento de producción (Aceite y/o gas) (MMUSD/Día)		
	USD/Día	MMUSD/Día	
6 (catastrófico)	De 15'000,000.00 a 149'000,000.00	De 1.5×10^1 a 1.49×10^2	
5 (mayor)	De 1'500,000.00 a 14,999,000.00	De 1.5×10^0 a 1.49×10^1	Util. Máx. de la instalación 2.5 MMUSD/Día
4 (grave)	De 150,000.00 a 1'499,999.00	De 1.5×10^{-1} a 1.49×10^0	Util. Prom. de la instalación 1.5×10^{-1} MMUSD/Día
3 (moderado)	De 15,000.00 a 149,999.00	De 1.5×10^{-2} a 1.49×10^{-1}	
2 (menor)	De 1,500.00 a 14,999.00	De 1.5×10^{-3} a 1.49×10^{-2}	Util. Mín. de la instalación 8.64×10^{-3} MMUSD/Día
1 (Incidente sin consecuencias)	De 150.00 a 1,499.00	De 1.5×10^{-4} a 1.49×10^{-3}	

La obtención de un índice ponderado de riesgo permite jerarquizar las áreas del proceso y operaciones en donde se requieren tomar medidas o acciones o bien interpretar el riesgo asociado de la instalación con sus posibles efectos. La ponderación de riesgo que pueden tomar cada uno de los escenarios se presenta de forma gráfica en la matriz de riesgo.

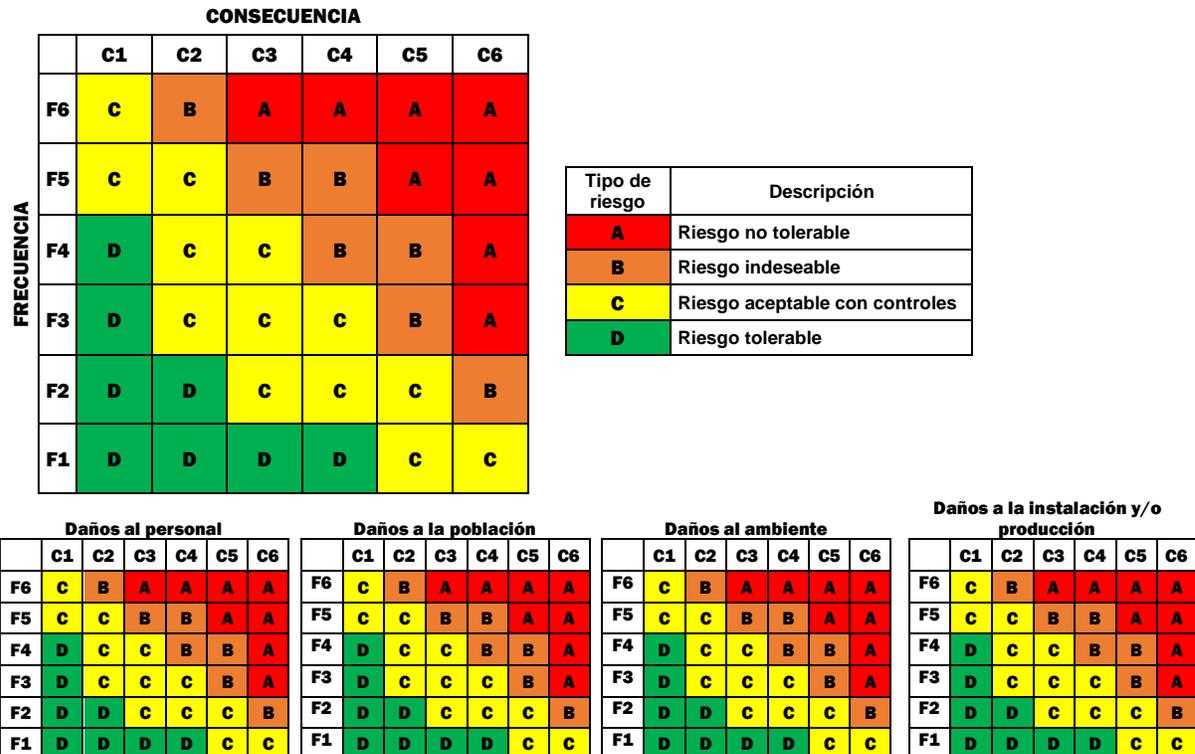


Figura 6. Matriz de jerarquización de riesgos.

I.4.2.1 Con base en los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's), identificar los riesgos en cada una de las áreas que conforman el proyecto, mediante la utilización de alguna metodología.

I.4.2.1.1 Resultados de la aplicación de la metodología.

Para realizar un mejor análisis mediante la metodología ¿Qué pasa sí?, el proceso se dividió en subsistemas, los cuales se mencionan a continuación.

Tabla 17. Subsistemas.

No.	Subsistema	Intención de diseño
1	Primera etapa de perforación con barrena de 17 ½" Ø para TR de 16" Ø	Perforar, bajar la tubería conductora y proporcionarle soporte y protección mediante cementación. Permitir el flujo controlado de fluidos del pozo a presas y aislar acuíferos superficiales.
2	Segunda etapa de perforación con barrena de 14 ¾" Ø para TR de 13 ¾" Ø	Perforar, bajar la tubería superficial y proporcionarle soporte y protección mediante cementación. Aislar acuíferos superficiales, proporcionar un medio para la instalación de preventores, ganar gradiente para subir la densidad y perforar la siguiente etapa.
3	Tercera etapa de perforación con barrena de 12" Ø para TR de 9 ⅝" Ø	Perforar, bajar la tubería intermedia y proporcionarle soporte y protección mediante cementación. Aislar zonas presurizadas para garantizar integridad en la perforación.
4	Cuarta etapa de perforación con barrena de 8 ½" Ø para TR de 7" Ø.	Perforar, bajar la tubería de explotación y proporcionarle soporte y protección mediante cementación. Descubrir la zona de yacimiento para obtener producción comercial de hidrocarburos.
5	Actividades de terminación	Limpiar el diámetro interior de la tubería, toma de registros, introducir el aparejo de producción y realizar las pruebas de producción.
6	Árbol de válvulas	Controlar y dirigir la producción del pozo.

La delimitación de subsistemas del proceso de perforación ha sido incluida en el DTI de perforación el cual se anexa en el presente estudio; cada subsistema se analizó en los formatos de trabajo para la metodología ¿Qué pasa sí?

Anexo 3. Registros generados para el análisis del proceso de perforación de pozos, metodología ¿Qué pasa sí?

Los números de escenarios asociados a las diferentes regiones de riesgo, resultantes de la aplicación de la matriz de riesgo, se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 18. Jerarquización global.

Tipo de riesgo	Descripción	Daños al personal	Daños a la población	Daños al ambiente	Daños a la instalación y/o producción	Número de categorizaciones
A	No tolerable	0	0	0	0	0
B	Indeseable	0	0	0	0	0
C	Aceptable con controles	8	0	16	58	82
D	Tolerable	60	68	52	10	190
Total de desviaciones		68	68	68	68	272

En total se analizaron 68 escenarios, cada uno con diferentes afectaciones hacia los receptores: personal, población, ambiente e instalación y/o producción, de los cuales se puede resumir lo siguiente:

De acuerdo con el análisis cualitativo por matriz de riesgos, durante la perforación no se presentan escenarios con afectaciones en la zona de riesgo indeseable (tipo B) y No tolerable (tipo A).

En la zona de riesgo aceptable con controles (tipo C) se identificaron afectaciones hacia tres receptores de riesgo: 8 para daños al personal, 16 al ambiente y 58 con afectaciones a la instalación y/o producción. Los escenarios que se encuentran en esta zona pueden presentar una situación de riesgo aceptable siempre y cuando se establezcan controles como disciplinas operativas y confiabilidad de los dispositivos de seguridad.

En cuanto a los escenarios cuyas afectaciones se ubican en la zona de riesgo aceptable (tipo D) que comprende la mayoría en tres receptores, es necesario aplicar y mantener el correcto seguimiento y cumplimiento de los programas de mantenimiento, supervisión de las líneas y equipos que componen el proceso y capacitar al personal, lo anterior con el propósito de que el nivel de riesgos se mantenga en ese nivel.

Anexo 4. Jerarquización de subsistemas. Perforación de pozos.

SISTEMA DE TRANSPORTE POR DUCTO

I.5 BASES DE DISEÑO.

I.5.1 Indicar las bases de diseño y normas utilizadas para la construcción del ducto.

I.5.1.1 Normas, códigos y estándares nacionales e internacionales utilizadas para el Proyecto.

Estándares técnicos del sistema de transporte.

Los requerimientos o estándares técnicos que se enlistan a continuación son contemplados para el transporte por ductos.

Tabla 19. Estándares técnicos internacionales de Ductos.

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
Nacionales	
NOM-007-SECRE-2010	Transporte de gas natural.
NOM-027-SESH-2010	Administración de la Integridad de Ductos de Recolección y Transporte de Hidrocarburos, vigente o la que la sustituya.

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
NOM-059-SEMARNAT-2010	Protección ambiental-especies nativas de México de flora y fauna silvestres-categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-lista de especies en riesgo.
NOM-117-SEMARNAT-2006	Que establece las especificaciones de protección ambiental durante la instalación, mantenimiento mayor y abandono, de sistemas de conducción de hidrocarburos y Petroquímicos en estado líquido y gaseoso por Ducto, que se realicen en derechos de vía existentes, ubicados en zonas agrícolas.
NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012	Límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para la remediación, vigente o la que la sustituya.
PROY-NMX-B-516-CANACERO-2017	Tubos de acero para sistemas de transporte por ductos de petróleo, gas y otros fluidos
Internacionales	
API RP-1160	Gestión de la integridad del sistema para oleoductos líquidos peligrosos
API Spec 5CT	Especificaciones para Tuberías de Revestimiento y Producción, Novena Edición Julio 2011.
ASME B31.4-2012	Sistemas de Tuberías de Transporte para Hidrocarburos líquidos y otros líquidos, Código ASME para Presurización de Tubería, B31, noviembre 2012.
ASME B31.8-2014	Sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas, Código ASME para Presurización de Tubería, septiembre 2014.
ASME B31.8S	Gestión de integridad del sistema de gasoductos
ASME/ANSI B31.3	Tuberías de proceso.
ASTM F2896-11(2017)	Especificación estándar para tuberías compuestas de polietileno reforzado para el transporte de petróleo y gas y líquidos peligrosos
DOT 49 CFR	Transporte de gas natural y otros por oleoducto: normas mínimas seguridad de federal. Subparte O - Gestión de la Integridad del Gasoducto de Transmisión de Gas.
EN 13942: 2009	Sistemas de transporte por tuberías. Válvulas de tuberías.
EN 14161: 2011 + A1: 2015	Sistemas de transporte por tuberías.
EN 14163: 2001 / AC:2006	Sistemas de transporte por tuberías - Soldadura de tuberías
EN ISO 16440:2016	Diseño, construcción y mantenimiento de tuberías revestidas de acero
EN ISO 24817: 2017	Industrias del petróleo, petroquímicas y del gas natural. Reparaciones en material compuesto para tuberías. Cualificación y diseño, instalación, prueba e inspección.
ISO 10405:2000	Cuidado y uso de la tubería de revestimiento
ISO 11960: 2014	Ductos de acero para uso como tubería de revestimiento o tubería para pozos
ISO 11961: 2008/Cor 1:2009	Condiciones técnicas de entrega de columnas de perforación de acero
ISO 12490:2011	Integridad mecánica y dimensionamiento de actuadores y kits de montaje para válvulas
ISO 12736:2014	Revestimientos de aislamiento térmico húmedo para ductos, líneas de flujo, equipos y estructuras submarinas
ISO 12747:2011	Práctica recomendada para la extensión de la vida del ducto
ISO 13623:2009	Industria del Petróleo y Gas Natural – Sistemas de Transporte por Ducto.
ISO 13678:2010	Evaluación y ensayo de compuestos de rosca para su uso con tuberías y elementos de vástago de perforación
ISO 13679:2002	Procedimientos para probar las conexiones de la tubería de revestimiento y tuberías en general
ISO 13680:2010	Tubos sin soldadura, resistentes a la corrosión, para uso como tubería de revestimiento, tubería y acople - Condiciones técnicas de entrega
ISO 13847:2013	Soldadura de ductos
ISO 15463:2003/Cor 1:2009	Inspección de campo de la nueva tubería de revestimiento y tubería de perforación de extremo liso
ISO 15589-1:2015	Protección catódica de los sistemas de transporte por ductos. Parte 1: Ductos terrestres
ISO 15590-1:2009	Curvas de inducción, accesorios y bridas para sistemas de transporte por ductos. Parte 1: Curvas de inducción

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
ISO 15590-2:2003	Curvas de inducción, accesorios y bridas para sistemas de transporte por ductos. Parte 2: Guarniciones
ISO 15590-3:2004	Curvas de inducción, accesorios y bridas para sistemas de transporte por ductos. Parte 3: Bridas
ISO 16440:2016	Diseño, construcción y mantenimiento de ductos recubiertos de acero
ISO 16708:2006	Métodos de estado límite basados en confiabilidad
ISO 21329:2004	Procedimientos de prueba para conectores mecánicos
ISO 21809-1:2011	Revestimientos externos para ductos enterrados o sumergidos utilizadas en sistemas de transporte por ductos. Parte 1: Revestimientos de poliolefina (3 capas de PE y 3 capas de PP)
ISO 21809-2:2014	Revestimientos externos para ductos enterrados o sumergidos utilizadas en sistemas de transporte por ductos Parte 2: Recubrimientos epoxy monocapa aplicados mediante fusión.
ISO 21809-3:2016	Revestimientos externos para ductos enterrados o sumergidos utilizadas en sistemas de transporte por ductos. Parte 3: Recubrimientos de juntas de campo
ISO 21809-4:2009	Revestimientos externos para ductos enterrados o sumergidos utilizadas en sistemas de transporte por ductos. Parte 4: Revestimientos de polietileno (PE de 2 capas)
ISO 21809-5:2017	Revestimientos externos para ductos enterrados o sumergidos utilizadas en sistemas de transporte por ductos. Parte 5: Revestimientos exteriores de hormigón
ISO 3183:2012	Industria del Petróleo y Gas Natural – Tubería de Acero para los Sistemas de Transporte por Ducto.
ISO/PAS 12835:2013	Calificación de las conexiones de la tubería para pozos térmicos
ISO/TR 10400:2007	Ecuaciones y cálculos para las propiedades de desempeño de los ductos, como la fuerza axial, la resistencia a la presión interna, el torque, etc.
NACE SP0102-2010	Inspección en línea de las tuberías.
NACE SP0110-2010	Metodología de evaluación directa de corrosión interna de gases húmedos para tuberías
NACE SP0204-2015	Metodología de evaluación directa de corrosión por estrés (SCC)
NACE SP0206-2016	Metodología de evaluación directa de corrosión interna para tuberías que transportan gas natural normalmente seco (DG-ICDA).
NACE SP0208-2008	Metodología de evaluación directa de corrosión interna para tuberías de petróleo líquido
NACE SP0502-2010	Metodología de Evaluación Directa de Corrosión Externa de Tubería.
NORSOK L – 001	Tubería y Válvulas
NORSOK L – 002	Diseño del sistema de tuberías, diseño y análisis estructural
NORSOK L – 003	Detalles de tuberías
NORSOK L – 004	Manufactura, instalación, operación y pruebas de tuberías
NORSOK L – 005	Conexiones de bridas
NORSOK M-503	Protección catódica. Rev. 3, mayo 2007.
API RP 500	Práctica Recomendada para la Clasificación de Ubicaciones de Instalaciones Eléctricas en Instalaciones Petroleras Clasificadas como Clase I, División 1 y División 2.
API RP 505	Práctica Recomendada para la Clasificación de Ubicaciones de Instalaciones Eléctricas en Instalaciones Petroleras Clasificadas como Clase I, Zona 0, Zona 1 y Zona 2.
API Std 521	Sistemas para el alivio de presión y despresurización.
API Std 594	Válvulas de retención: brida, lengüeta, oblea y soldadura a tope
API Std 598	Inspección y Prueba de Válvulas
ASME B31.4	Tuberías de Transporte de Hidrocarburos Líquidos y Otros Líquidos
ASME B31.4-2012	Sistemas de Tuberías de Transporte para Hidrocarburos líquidos y otros líquidos.
ASTM A193	Especificación estándar para el acero de aleación y empernado de acero inoxidable para servicio de alta temperatura o alta presión y otras aplicaciones de propósito especial

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
ISO 15156/NACE MR 0175	Materiales para uso en ambientes que contienen H ₂ S en la Producción de Petróleo y Gas.
ISO 17776	Guías sobre herramientas y técnicas para la identificación, evaluación de riesgos y peligros.
ISO 24817:2017	Reparaciones compuestas para tuberías - Capacitación y diseño, instalación, pruebas e inspección
ISO 7240-10: 2012	Sistemas de detección y alarma de incendios. Parte 10: Detectores de llama de tipo puntual.
ISO 7240-16: 2007	Sistemas de detección y alarma de incendios. Parte 16: Equipos de control e indicación del sistema de sonido.
ISO 7240-19: 2007	Sistemas de detección y alarma de incendios - Parte 19: Diseño, instalación, puesta en marcha y servicio de sistemas de sonido para emergencias
ISO 7240-7	Sistemas de detección y alarma de incendios. Parte 7: Detectores de humo de tipo puntual que utilizan luz dispersa, luz transmitida o ionización.
NFPA	Manual de Protección contra Incendios, Vigésima Edición 2008
NFPA 11	Estándar para espuma de baja, media y alta expansión
NFPA 13	Estándar para la instalación de sistemas de rociadores
NFPA 14	Estándar para la instalación de sistemas de tubería vertical y manguera
NFPA 15	Estándar para sistemas fijos de pulverización de agua para protección contra incendios
NFPA 16	Estándar para la instalación de rociadores de agua de espuma y sistemas de pulverización de espuma de agua
NFPA 20	Código para la instalación de bombas estacionarias para contraincendios.
NFPA 20	Estándar para la instalación de bombas estacionarias para protección contra incendios
NFPA 22	Estándar para tanques de agua para protección contra incendios privada
NFPA 24	Estándar para la instalación de tuberías de servicio de bomberos privadas y sus accesorios
NFPA 25	Estándar para la inspección, prueba y mantenimiento de sistemas de protección contra incendios a base de agua
NFPA 30	Código de líquidos inflamables y combustibles.
NFPA 30	Código de líquidos inflamables y combustibles
NFPA 69	Estándar en Sistemas de Prevención de Explosiones
NFPA 70	Código nacional eléctrico.
NFPA 72	Código nacional de alarmas y señales contra incendio.
NORSOK Z-013	Análisis de Riesgos y Preparación a Emergencias. Tercera Edición, octubre 2010.

I.5.1.2 Criterios de diseño.

El diseño de ductos se realizará con base en los lineamientos establecidos por la ASEA/SEMARNAT (disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de petróleo, petrolíferos y petroquímicos).

Se consideran como mínimo los siguientes criterios generales.

- a) El tipo de petróleo, petrolífero o petroquímico que va a transportar.
- b) Propiedades fisicoquímicas con objeto de seleccionar los materiales, las condiciones de flujo, presión y temperatura normales y máximas de operación.
- c) Las instalaciones requeridas y las medidas de seguridad para el transporte de los Ductos.

- d) Identificar las zonas donde se encuentre una mancha urbana y/o riesgos externos al Sistema de transporte por Ducto.
- e) Realizar la Cargas sobre el Ducto durante su fabricación, instalación, operación y mantenimiento.

En relación con la selección de los materiales para el diseño de los Ductos y sus componentes, éstos deben ser capaces de soportar las condiciones de operación del sistema, así como las características del fluido transportado sin demeritar la seguridad. Asimismo, los materiales deben utilizarse tomando en cuenta las recomendaciones del fabricante o proveedor, que cumpla con las siguientes consideraciones:

- I. Las propiedades químicas, físicas y mecánicas de los materiales, los métodos y procesos de manufactura, el tratamiento térmico, el control de calidad y pruebas;
- II. Las propiedades fisicoquímicas del fluido a transportar;
- III. Los esfuerzos permisibles, los cuales deben determinarse de conformidad con los requerimientos de los presentes lineamientos en los apartados de esfuerzo circunferencial, límites de esfuerzos de cedencia calculados por cargas fijas o sostenidas y expansión térmica y límites de esfuerzos calculados por cargas temporales;
- IV. La integridad estructural de acuerdo con las condiciones previstas de presión, temperatura y otras condiciones del medio ambiente y,
- V. La compatibilidad de aquellos materiales que estén en contacto con el Ducto.

La temperatura de diseño debe establecerse considerando:

- I. Las variaciones de temperatura resultantes de los cambios de presión y de las condiciones ambientales extremas, así como su impacto en los materiales de construcción;
- II. Las condiciones que resulten de la evaporación del Petróleo, Petrolífero o Petroquímico a condiciones atmosféricas y,
- III. La temperatura del metal y su expansión como resultado de la transferencia de calor cuando los Ductos están expuestos a la radiación directa del sol.

Con respecto a la presión de operación normal del Sistema de Transporte por Ducto se debe cumplir con lo siguiente:

- I. La presión de operación no debe exceder la presión interna de diseño del Ducto y de los componentes y,
- II. Las tolerancias de variación de las condiciones normales de operación respecto del aumento de presión de operación de un Sistema de Transporte por Ducto, producido por un cambio en la velocidad del fluido que resulta por el paro de una estación de bombeo o una bomba, cierre de una válvula o bloqueo de la corriente, no debe exceder 10% de la presión interna de diseño en cualquier punto del sistema y equipos.

Los Ductos se diseñarán con un espesor de pared para soportar la presión interna del fluido, así como las cargas externas a las cuales se considera estarán expuestos durante y después de su instalación, considerando, entre otros, los aspectos siguientes:

- I. Propiedades fisicoquímicas del Petróleo, Petrolífero o Petroquímico que se va a transportar;
- II. Perfil topográfico e hidráulico;
- III. Presión máxima de operación permisible en condiciones normales de flujo;
- IV. Temperatura de diseño;
- V. Presión interna de diseño, la cual debe ser 1.1 veces la Presión Máxima de Operación Permisible (PMOP) del Sistema de Transporte por Ducto, y
- VI. Las cargas dinámicas y los esfuerzos que éstas producen en el Ducto, siendo entre otros, sismo, impacto, movimiento del suelo y vibración debida a los vórtices generados por corrientes externas (por ejemplo, vientos, cruces con cuerpos de agua, entre otras).

Procedimientos de certificación.

Todos los materiales a utilizar para la construcción de los ductos serán nuevos y se contará con los documentos que certifiquen y garanticen la calidad y el cumplimiento de las requeridas para una operación confiable, segura y con el mínimo de riesgos durante la operación.

Por lo tanto, cada material será recibido y aceptado hasta contar con el certificado y verificándose las condiciones físicas de como se está recibiendo.

Para el caso de los materiales que aportan las compañías contratistas para el desarrollo de las obras, su requisición y aceptación se hará mediante exhibición y entrega del certificado de calidad al personal supervisor de la obra o el personal responsable que lo solicite.

Tolerancia a la corrosión.

El ducto, válvulas, accesorios y las diversas piezas metálicas deberán seleccionarse de acuerdo con las características del hidrocarburo a manejar y las condiciones de operación. Asimismo, se debe considerar su ubicación, en el caso de localizarse debajo del lecho de ríos, mediante cruce direccional en el que probablemente se localicen estratos de material sedimentario de tipo orgánico, estratos de sílice y material consolidado, u otros que favorezcan el desarrollo del proceso de corrosión en la parte externa del ducto.

El ducto deberá protegerse externamente contra la corrosión de manera adecuada y con material que no contamine el entorno ecológico, considerando para ello, las disposiciones establecidas en los "Lineamientos en materia de Seguridad Industrial,

Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos." publicadas por ASEA referente al control de la corrosión externa en ductos de acero enterrados y/o sumergidos.

Recubrimientos.

La tubería y sus componentes contarán con recubrimiento externo que los proteja de la corrosión provocada por elementos tales como suelo, la humedad y ambientes salinos.

Se aplicará un recubrimiento en las uniones con soldadura, consistente en la aplicación de una película de tres capas de recubrimiento epóxico catalizado con poliamida, 100% sólidos exentos de disolventes, de plomo y de cromo, de alta resistencia mecánica y química tanto a los alcalinos, ácidos y soluciones salinas. Previo a la aplicación del recubrimiento se deberá limpiar la superficie con el objeto de eliminar la oxidación y la escoria de laminación superficial, optimizando así el anclaje del recubrimiento.

Ubicación de válvulas de seccionamiento, venteo y control.

Se colocarán válvulas de seccionamiento para limitar el riesgo y daño ocasionado por ruptura de ductos, las cuales deben proporcionar un sello seguro en ambos extremos, independiente de la presión de la línea; así como facilitar el mantenimiento del sistema. Dichas válvulas se instalarán en lugares de fácil acceso y protegidas de daños o alteraciones.

La localización de las válvulas se hará preferentemente en los lugares que por necesidad de operación sea conveniente instalarse como:

- En cada conexión ramal al ducto principal, de manera que su ubicación sea lo más cercano a ésta.
- Antes y después de cruces con ríos, lagos o lagunas.
- Antes y después del cruce de fuentes de abastecimiento de agua para consumo humano.
- En caso de ductos de conducción de líquidos con pendientes pronunciadas (ascendentes o descendentes), y cerca de centros de población.

Infraestructura requerida para la operación del Ducto.

Para la instalación de los diferentes tipos de ductos se requiere básicamente excavar, colocar la tubería en el fondo, tapar y compactar nuevamente el terreno.

Para realizar estas actividades se requiere del equipo que se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 20. Equipo por utilizar para la instalación de ductos.

Clasificación ¹	Maquinaria y equipo	Etapa Cantidad		
		Preparación del sitio y construcción	Operación y mantenimiento	Desmantelamiento y abandono
VT	Camionetas tipo pick-up.	5	1	5
MC	Retroexcavadora.	1	-	1
MC	Máquina de soldar	2	2	-
VT	Camión de carga	1	-	1
MC	Generador de energía eléctrica	1	-	-

¹MC. - Maquinaria de construcción: En esta categoría considera toda la maquinaria de construcción, independientemente del uso, potencia de la maquinaria y fabricante.

VT. - Vehículos de Transporte: En esta categoría se considera el transporte vehicular independientemente de su peso bruto, uso y año modelo.

I.6 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE.

I.6.1 Detallar la descripción de la instalación (ducto, válvulas, estaciones de regulación y medición, estaciones de compresión, etc.). Indicar el alcance e instalaciones que lo conforman, origen, destino, número de líneas, diámetro longitud.

La red de transporte por ducto se contempla con la finalidad de mejorar la eficiencia, transportación y manejo de hidrocarburos. El objetivo del ducto es transportar los hidrocarburos líquidos y gaseosos acompañados con el agua proveniente del yacimiento, desde las zonas de producción (Pozos) hasta las instalaciones correspondientes (Baterías de Separación, Estaciones de Compresión, entre otras).

El sistema de transporte por ducto que se analizará en el presente estudio considera: Líneas de Flujo (LF) conocidas también como Líneas de Descarga (LDD), Líneas de Medición (LM), Oleogasoductos, (OLG), Oleoductos (OLD), Gasoductos (GDO), Líneas de Bombeo Neumático (LBN) y Saloductos (SDO).

De manera general el sistema de transporte por ducto se podría clasificar de la siguiente manera.

Tabla 21. Clasificación de ductos.

Tipo de ducto	Producto a transportar
Línea de flujo o línea de descarga	Mezcla de hidrocarburo (gas-aceite-agua)
Gasoducto	Gas (metano)
Oleoducto	Aceite

Tipo de ducto	Producto a transportar
Oleogasoducto	Gas-aceite
Línea de medición	Mezcla de hidrocarburo (gas-aceite-agua)
Saloducto	Agua congénita
Línea de bombeo neumático	Gas de proceso

Líneas de flujo (LF).

El proceso de transporte por ducto iniciará una vez que se extrae (por medio de pozos de producción) la mezcla de hidrocarburo y es enviada a través de una línea de flujo (LD) o línea de descarga (LDD) de 3" de diámetro ya sea hacia la Batería de Separación Cuichapa 2, la Batería de Separación Acalapa o incluso hacia un cabezal de recolección externo a la batería. Lo anterior se determina dependiendo de la ubicación y cercanía del pozo con alguna de estas instalaciones.

En la siguiente tabla se presentan las 136 líneas de flujo que se pretenden desarrollar, se incluyen las coordenadas de origen y destino, las cuales podrían ser modificadas si las condiciones lo requieren, dando previo aviso a las autoridades correspondientes de los cambios a realizar.

Tabla 22. Líneas de flujo (LF) a construir.

COORDENADAS DE UBICACIÓN
DE LA INSTALACIÓN.
(INFORMACIÓN RESERVADA).
INFORMACIÓN PROTEGIDA
BAJO LOS ARTÍCULOS 110
FRACCIÓN I DE LA LFTAIP 113
FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

**COORDENADAS DE
UBICACIÓN DE LA
INSTALACIÓN.
(INFORMACIÓN
RESERVADA).
INFORMACIÓN
PROTEGIDA BAJO
LOS ARTÍCULOS 110
FRACCIÓN I DE LA
LFTAIP 113 FRACCIÓN
I DE LA LGTAIP.**

**COORDENADAS DE
UBICACIÓN DE LA
INSTALACIÓN.
(INFORMACIÓN
RESERVADA).
INFORMACIÓN
PROTEGIDA BAJO
LOS ARTÍCULOS 110
FRACCIÓN I DE LA
LFTAIP 113 FRACCIÓN
I DE LA LGTAIP.**

COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN. (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

Cabezal de recolección.

Para optimizar el envío de la mezcla de hidrocarburos a la batería de separación, se implementarán cabezales de recolección, los cuales tendrán la finalidad de recolectar el hidrocarburo proveniente de varios pozos de producción para posteriormente ser enviados al sistema de separación.

Cada línea de flujo que se interconectara al cabezal contará con una válvula check para evitar que se generen flujos inversos (esto en caso de que uno de los Pozos tenga una mayor presión que otro).

En el presente Proyecto, se contempla la construcción de 8 cabezales de recolección, cuya ubicación se muestra a continuación.

Tabla 23. Cabezales de recolección a construir

COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN. (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

Oleogasoducto.

La mezcla de hidrocarburo que se colecta en el cabezal de recolección se dirigirá hacia la batería de separación por medio de Oleogasoductos, estos ductos tendrán un diámetro de tubería de 4 o 6 pulgadas.

Las coordenadas de ubicación del origen y destino de cada Oleogasoducto se presentan a continuación.

Tabla 24. Oleogasoductos (OLG) a construir.

COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN. (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

Líneas de Medición.

Si se requiere medir la producción de un determinado pozo, se realizan los arreglos correspondientes en el juego de válvulas del cabezal colector, para enviar la

producción de ese pozo a través de una línea de medición, misma que conducirá el flujo hacia la batería de separación donde se realizará la correspondiente medición de producción.

Para este proyecto se contempla la construcción de 5 líneas de medición de 3 pulgadas de diámetro.

Tabla 25. Líneas de medición (LM) a construir.

COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN. (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

Oleoducto.

Una vez que la mezcla de hidrocarburo llegue a la batería de separación, (ya sea por líneas de flujo o por oleogasoductos) será enviada a los separadores donde se realizará la fase de separación líquido-gas.

El aceite separado en la Batería de Separación Acalapa, se enviará por medio de un oleoducto de 8 pulgadas de diámetro a la Batería de Separación Cuichapa 2, donde se almacenará temporalmente para su posterior procesamiento.

Las coordenadas origen-destino del oleoducto a construir son las siguientes:

Tabla 26. Oleoducto (OLD) a construir.

COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN. (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

Gasoducto.

El gas separado en la Batería de Separación Acalapa será transportado por un gasoducto de 12 pulgadas de diámetro hacia el Sistema de Compresión de Gas, ubicado en la Batería de Separación Cuichapa 2. Asimismo, se contempla la

construcción de un gasoducto de 8 pulgadas de diámetro que enviará el gas producto de los desfuegos de las válvulas de seguridad de la Batería de Separación Acalapa hacia el quemador de fosa la Batería de Separación Cuichapa No. 2.

Las coordenadas del origen y destino de ambos gasoductos se presentan a continuación.

Tabla 27. Gasoductos (GDO) a construir.

COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN. (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

Líneas de Bombeo Neumático.

El gas producto de la separación de la mezcla de hidrocarburo es enviado al sistema de compresión, donde se elevará la presión para dirigir el gas de proceso hacia las redes de bombeo neumático con el fin de estimular a los hidrocarburos líquidos y estos puedan ser extraídos de los pozos productores.

El excedente del gas recolectado se enviará hacia el Complejo Procesador de Gas La Venta para su proceso y transporte.

El presente proyecto contempla la construcción de 66 líneas de bombeo neumático.

Tabla 28. Líneas de bombeo Neumático (LBN) a construir.

COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN. (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

**COORDENADAS DE
UBICACIÓN DE LA
INSTALACIÓN.
(INFORMACIÓN
RESERVADA).
INFORMACIÓN
PROTEGIDA BAJO
LOS ARTÍCULOS 110
FRACCIÓN I DE LA
LFTAIP 113 FRACCIÓN
I DE LA LGTAIP.**

COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN. (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

Estación de bombeo neumático.

Para optimizar la distribución del gas hacia los pozos productores, se contemplan estaciones de bombeo neumático, mismas que ayudaran a dirigir el gas hacia los pozos que lo requieran.

Tabla 29. Estación de bombeo Neumático a construir.

COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA
INSTALACIÓN. (INFORMACIÓN
RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA
BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE
LA LFTAIP 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

Saloducto.

El agua congénita, producto del proceso en las Baterías de Separación Cuichapa 2 y Acalapa, se enviarán por Saloductos de 6 pulgadas de diámetro hacia la Planta de Inyección de Agua Congénita (PIA).

Tabla 30. Saloductos (SDO) a construir.

COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN.
(INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN
PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I
DE LA LFTAIP 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

De manera general, todos los ductos deberán ser protegidos mecánicamente y sepultados de acuerdo con las normas aplicables ubicándolas en corredores (franjas de seguridad o derechos de vía) que permitan su fácil localización y evitando cruzamientos innecesarios.

Los principales sistemas y dispositivos de seguridad en el transporte por ductos son las válvulas de seccionamiento, y la instrumentación como los indicadores de presión, registradores de flujo entre otros, así como válvulas de seguridad en los cabezales de salida de los ductos. En el caso de las válvulas de seccionamiento, la finalidad de estas es aislar en los extremos, dependiendo de la longitud y el cruzamiento con una zona sensible en caso de alguna contingencia (fuga o ruptura).

En el siguiente diagrama se ilustra el proceso de transporte de crudo y gas explicado en los párrafos anteriores.

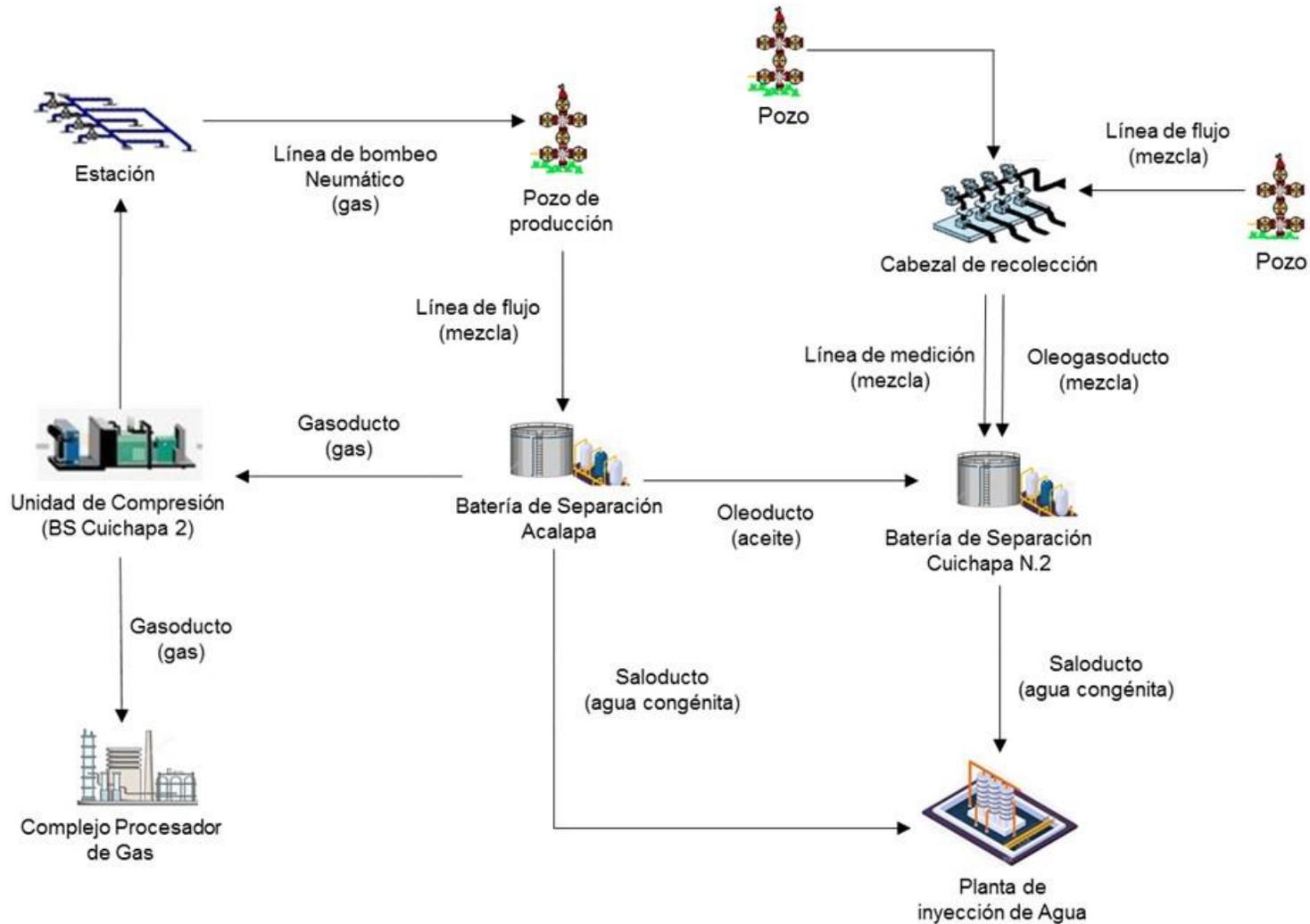


Figura 7. Diagrama de bloques del sistema de transporte por ductos.

I.6.2 Composición de las sustancias a transportar.

Los componentes que integran las sustancias a transportar en los diferentes tipos de ductos son los siguientes.

Tabla 31. Composición de las sustancias.

Propiedad	Unidades	Mezcla	Gas	Aceite	Agua
H ₂ O	% mol	58.040	1.20	45.640	100.00
N ₂	% mol	0.190	0.55	0.000	0.00
CO ₂	% mol	0.060	0.17	0.000	0.00
C ₁	% mol	27.370	78.12	0.560	0.00
C ₂	% mol	3.660	10.25	0.550	0.00
C ₃	% mol	2.010	5.35	1.060	0.00
I-Butano	% mol	0.330	0.78	0.380	0.00
Butano	% mol	0.810	1.82	1.270	0.00
I-Pentano	% mol	0.310	0.52	0.900	0.00
C ₅	% mol	0.330	0.50	1.160	0.00
C ₆	% mol	0.470	0.35	2.520	0.00
Mciclo-C ₅	% mol	0.060	0.04	0.330	0.00
Benceno	% mol	0.010	0.00	0.040	0.00
Ciclo-hexano	% mol	0.030	0.01	0.230	0.00
C ₇	% mol	0.420	0.17	2.660	0.00
Miciclo-C ₆	% mol	0.080	0.02	0.530	0.00
Tolueno	% mol	0.040	0.00	0.250	0.00
C ₂ -Benceno	% mol	0.040	0.00	0.270	0.00
MP-Xileno	% mol	0.090	0.01	0.640	0.00
O-Xileno	% mol	0.030	0.00	0.200	0.00
C ₈	% mol	5.620	0.14	40.810	0.00
Total	% mol	100	100	100	100

Fuente: Balance de materia y energía. Diagrama de Flujo de Proceso D-CUICH-A-15-10 (2-2) Rev.0

I.6.3 Hojas de seguridad.

Las características CRETI de las sustancias que serán conducidas a través del sistema de transporte por ductos se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 32. Caracterizas CRETI de las sustancias.

Sustancia	Tipo de ducto	Estado físico	Características CRETI ¹				
			C	R	E	T	I
Mezcla de hidrocarburo	Línea de flujo Oleogasoducto	Líquido-gas				x	x
Aceite	Oleoducto	Líquido				x	x
Gas natural (metano)	Gasoducto Línea de bombeo Neumático	Gas			x		x
Agua	Saloducto	Líquido					

¹ Características de peligrosidad: C: corrosivo; R: reactivo; E: Explosivo; T: toxico. I: inflamable.

I.7 CONDICIONES DE OPERACIÓN.

I.7.1 Describir las condiciones de operación (flujo, temperaturas y presiones de diseño y operación) del ducto y estaciones (de regulación y medición y/o compresión) así como el estado físico de las sustancias transportadas.

Una vez integrado el ducto, este operará de forma continua, a excepción de cuando se realicen actividades de mantenimiento en algún tramo de la tubería. Asimismo, las presiones, temperaturas y flujos de cada Ducto varían dependiendo del tipo y características de la sustancia a transportar.

La siguiente contiene las condiciones de operación de los diferentes ductos presentes en el Campo Cuichapa Poniente.

Tabla 33. Condiciones de operación del sistema de transporte por ductos.

Ducto	Diámetro pulgadas	Sustancia	Estado físico	Presión kg/cm ²	Temperatura °C	Flujo
				Operación	Operación	
Línea de flujo	3	Mezcla de hidrocarburo	Líquido-gas	7	32	160 BPD
Oleogasoducto	4 - 6	Mezcla de hidrocarburo	Líquido-gas	12	32	2000 BPD
Línea de medición	3	Mezcla de hidrocarburo	Líquido-gas	12	32	1600 BPD
Oleoducto	8	Aceite	Líquido	12	32	4000 MBPD
Gasoducto	12	Gas natural (metano)	Gas	3	32	10 MMPCD
Línea de bombeo neumático	2	Gas natural (metano)	Gas	58	48	0.8 MMPCD
Saloducto	6	Agua Congénita	Líquido	62	39	2500 BPD

Anexo 5. Diagramas de tubería e instrumentación (DTI's). Sistema de transporte por ducto.

I.7.2 Pruebas de verificación. Descripción de las condiciones en las que se realizan las pruebas hidrostáticas, radiografiado, medición de espesores, protección mecánica, protección anticorrosiva, corrida de diablos, entre otros.

Los ductos y sus componentes se inspeccionarán visualmente en el sitio de la instalación por personal calificado, para asegurar que cualquier daño que sea identificado sea corregido y no afecte la operación y seguridad del sistema de transporte.

Los ductos y materiales serán verificados antes de usarse. Para constatar el cumplimiento de las verificaciones ejecutadas se dejará evidencia de la realización de estas.

Las pruebas de integridad física contempladas en la construcción de los ductos se describen a continuación.

Radiografiado. Para calificar el procedimiento de soldadura y asegurar que la calidad de la soldadura tiene propiedades mecánicas y de resistencia adecuadas deben aplicarse pruebas destructivas o el método radiográfico.

Las soldaduras de campo tanto en el ducto principal como en obras especiales, empates y doble junta se deben radiografiar al 100% usando la técnica de inspección apropiada y cubrir los requisitos para obtener la calidad adecuada en las radiografías.

El personal técnico que realice la inspección radiográfica estará formado por cuando menos dos técnicos en radiografía (un nivel I y un nivel II), quienes contarán con las debidas acreditaciones y certificaciones para realizar el trabajo de acuerdo con los estándares internacionales establecidos.

El personal técnico encargado la inspección radiográfica realizará las interpretaciones de las películas radiográficas y notificará por escrito al inspector de soldaduras de la existencia de defectos en las soldaduras y la índole de estos. Las soldaduras que no cumplan con los requisitos de aceptación en las especificaciones de construcción serán marcadas para indicar la necesidad de su reemplazo.

Protección mecánica anticorrosiva. En todas las estructuras superficiales se deberá aplicar un sistema de protección anticorrosiva. Posteriormente, la tubería se deberá aislar con neopreno en todas las bases de concreto, soportes metálicos y abrazaderas de sujeción.

Se aplicará un recubrimiento en las uniones con soldadura como medida de protección contra la corrosión, consistente en la aplicación de una película de tres capas de recubrimiento epóxico catalizado con poliamida, 100% sólidos exentos de disolventes, de plomo y de cromo, de alta resistencia mecánica y química tanto a los alcalinos, ácidos y soluciones salinas. Previo a la aplicación del recubrimiento se deberá limpiar la superficie, con el objeto de eliminar la oxidación y la escoria de laminación superficial, optimizando así el anclaje del recubrimiento.

Prueba hidrostática. La prueba hidrostática es la prueba de presión a la que deben someterse las tuberías para certificar su hermeticidad, sosteniendo la presión durante un tiempo establecido, utilizando agua como fluido de prueba.

Todos los ductos nuevos serán sometidos a una prueba hidrostática para comprobar su hermeticidad, esto debe realizarse por un periodo de cuando menos 8 horas y evidenciar que se realizó la actividad. Para petróleo y el resto de los petrolíferos el valor de la presión para la prueba hidrostática debe ser de al menos 1.25 veces la presión de diseño.

El agua que se utilice debe ser neutra y libre de partículas en suspensión, que no pasen en una malla de 100 hilos por pulgada. La duración de la prueba será de 8 horas mínimo y 4 horas en tubería (tramo corto) o secciones prefabricadas que sean parte y se integren al sistema del Ducto.

El equipo mínimo necesario para la realización de la prueba hidrostática debe incluir: bomba de gran volumen, filtro para asegurar una prueba limpia, bomba de inyección de inhibidores de corrosión, instrumentos de medición, válvula de alivio y bomba para presurizar el Ducto a niveles mayores a los indicados en el procedimiento de prueba.

La prueba hidrostática se realizará al sistema completo, en caso de que por las características y complejidad del sistema no fuera posible, se podría efectuar por secciones previo conocimiento y análisis del sistema de prueba respectivo. Las pruebas de presión hidrostática se realizarán tanto en el sistema completo de Ductos como en tramos y componentes terminados del sistema al igual que las trampas de diablos, múltiples y accesorios.

Todos los dispositivos de seguridad como limitadores de presión, válvulas de relevo, reguladores de presión y equipo de control, serán calibrados para corroborar que están en buenas condiciones mecánicas, capacidad adecuada, efectividad, confiabilidad de operación para el servicio a que se destinan, funcionamiento a la presión correcta. En caso de que algún dispositivo no cumpla, se reemplazará por otro que satisfaga todos estos requerimientos.

Al comprobar satisfactoriamente las pruebas de las tuberías, se realizarán todas las conexiones necesarias para eliminar el agua por medio de diablos. La fuente de abastecimiento de agua y las áreas para desalojarla después de la prueba, cumplirán con los requisitos de la Comisión Nacional del Agua, así como de las normas oficiales correspondientes.

Corrida de diablo de limpieza. Se ejecutará corrida de diablo de cuerpo de neopreno, impulsado por aire, posterior a la prueba hidrostática para desalojar el agua de la tubería, y para desprender materias que puedan resultar de cada junta soldada entre tuberías y otros residuos que hayan quedado en el interior de la tubería.

Adicionalmente, se podrá efectuar una corrida con equipo instrumentado para la medición de espesores. En caso de detectarse alguna anomalía, se debe proceder a efectuar las reparaciones, llevando los registros correspondientes.

Protección catódica. Los ductos enterrados deben estar catódicamente protegidos por medio de un sistema de ánodos con corriente impresa que mitigue la corrosión. La protección catódica que se instalará en el ducto consta de ánodos de sacrificio de 17 y 9 libras, los cuales se instalarán a lo largo de todo el ducto y a la distancia determinada de acuerdo con la normativa correspondiente.

Una vez localizados los puntos correspondientes para la instalación de protección catódica, se procederá a localizar las tuberías y a efectuar las excavaciones, mismas que se llevarán a cabo manualmente, a fin de evitar al máximo dañar las tuberías, sus recubrimientos o cualquier otra instalación.

Sistema de protección interior del ducto. Se debe verificar que el sistema de protección interior del ducto, incluyendo todos sus elementos, hayan sido instalados conforme a los procedimientos aplicables al Proyecto, que cumplan con los requisitos establecidos en los lineamientos ASEA y normatividad correspondiente, asimismo verificar que se encuentre en óptimas condiciones para iniciar operación simultáneamente con la puesta en servicio del ducto.

Los ductos serán inspeccionados periódicamente, esto con la finalidad de que se ejecuten las acciones requeridas en casos de identificarse cambios en la clase de localización, fallas, historial de fugas, corrosión, cambios sustanciales en los requerimientos de protección catódica y otras condiciones no usuales en la operación y mantenimiento.

I.8 PROTECCIÓN Y MEDIDAS DE SEGURIDAD.

I.8.1 Describir el procedimiento y medidas de seguridad contempladas para el ducto y las estaciones (de regulación y medición y/o compresión) durante la operación, así como los equipos requeridos.

Señalización. En todo el sistema de transporte de fluidos por tubería, se instalarán las señales necesarias para su localización e identificación, así como para delimitar la franja de terreno donde se aloja, con el fin de reducir la posibilidad de daños al mismo.

Los señalamientos tienen el propósito de indicar el trayecto del Ducto enterrado, delimitar la franja de seguridad del sistema, identificar las instalaciones superficiales del sistema de transporte por Ducto, así como los tramos de Ducto superficiales. Lo anterior, a efecto de reducir la posibilidad de daño o interferencia. La instalación será sobre un soporte, colocado a los lados de la franja de seguridad del Ducto en todos aquellos lugares en donde el Ducto corra riesgos de sufrir daños por excavaciones, golpes o construcción.

En zonas urbanas los señalamientos para el sistema de transporte por ducto de petróleo, petrolíferos y petroquímicos se deben colocar espaciados en distancias de 100 metros (328 pies), en zonas rurales espaciados en distancias de 500 metros (1,640 pies) y en zonas con una densidad de población inferior a 50 habitantes por metro cuadrado se deben colocar cada 1,000 metros.

Celaje de Ductos. Se establecerá un programa de patrullaje para observar las condiciones superficiales y sus zonas adyacentes a la franja de seguridad del sistema de transporte por Ducto en busca de indicios de fugas, condiciones inseguras del ducto, condiciones de cruces (aéreos, con ríos o cuerpos de agua, sobre puentes,

entre otros), limpieza y vegetación que pueda dañar al Ducto, actividades de construcción, excavaciones, invasión y asentamientos humanos irregulares, sustracción de dispositivos de protección catódica, tomas clandestinas de producto, perforaciones en los Ductos y cualquier otro factor que pueda afectar la seguridad, integridad y operación del sistema, atendiendo las siguientes consideraciones:

La frecuencia de los patrullajes se determinará en función de la longitud, topografía, acceso y problemática particular de cada línea involucrada, presiones de operación, invasiones a la franja de seguridad, tipo de terreno, clima y otros factores relevantes. Los intervalos mínimos entre patrullajes se realizarán de la siguiente manera:

- a. En áreas urbanas de 2 semanas;
- b. En líneas fuera de áreas urbanas de un mes, y
- c. Los Ductos de transporte que se encuentren en áreas industriales, comerciales o residenciales, de 1 semana.

Los programas de patrullaje incluirán al menos los aspectos siguientes:

- a) Mantenimiento de los caminos de acceso a la franja de seguridad del sistema y a las instalaciones superficiales para que sean transitables todo el tiempo a efecto de permitir el paso del personal y equipo de mantenimiento del Sistema de Transporte por Ducto.
- b) Diversos tipos de inspección para detectar fugas del sistema de transporte por ducto con objeto de cumplir con lo señalado en el anexo III de los lineamientos.
- c) Reporte de áreas con riesgo de deslave y erosión causados por agentes naturales a fin de reforzar y/o construir las obras especiales que apliquen para cada caso en la franja de seguridad del sistema. Deben tomarse en cuenta posibles asentamientos humanos irregulares y actividades de construcción que afecten la integridad, seguridad y operación del Sistema de transporte por ducto.

I.9 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.

I.9.1 Metodologías de identificación y jerarquización.

En particular para el sistema de transporte por ducto, se optó por el empleo de la metodología de análisis HAZOP, la cual, comparativamente determina mayores resultados, ya que esta técnica involucra personal de diferentes disciplinas aunado a la disponibilidad de información técnica de los procesos analizados, resultando útil y enriquecedor el contrastar distintos puntos de vista del personal en diversas áreas de una instalación. Asimismo, esta técnica sistemática puede crear, desde el punto de vista de la seguridad, hábitos metodológicos útiles.

Metodología HAZOP

Para la identificación de riesgos en los diferentes tipos de Ductos se empleó la metodología HAZOP (Hazard And Operability) "Análisis Funcional de Operatividad", la cual 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.

Por tanto, ya se aplique en la etapa de diseño, como en la etapa de operación, la sistemática consiste en evaluar, en todas las líneas y en todos los sistemas las consecuencias de posibles desviaciones en todas las unidades de proceso, tanto si es continuo como discontinuo. La técnica consiste en analizar sistemáticamente las causas y las consecuencias de unas desviaciones de las variables de proceso, planteadas a través de unas "palabras guía".

Asimismo, el desarrollo de un análisis HAZOP requiere como paso preliminar la formación de un equipo de composición adecuada, en el que intervengan personas con distintas funciones, tales como ingenieros del área de proceso, instrumentación, producción, operaciones y seguridad industrial.

La metodología HAZOP consta de las etapas que se describen a continuación.

1. Definición del área de estudio.

Consiste en delimitar las áreas a las cuales se aplica la técnica. En una determinada instalación de proceso, considerada como el área objeto de estudio, se definirán para mayor comodidad una serie de subsistemas o líneas de proceso que corresponden a entidades funcionales propias.

2. Definición de los nodos.

En cada uno de estos subsistemas o líneas se deberán identificar una serie de nodos o puntos claramente localizados en el proceso.

Un nodo puede incluir secciones de un proceso que incluyen diferentes equipos, en donde las variables o parámetros que los caracterizan tengan comportamientos similares.

Cada nodo deberá ser identificado y numerado correlativamente dentro de cada subsistema y en el sentido del proceso para mejor comprensión y comodidad. La técnica HAZOP se aplica a cada uno de estos puntos. Cada nodo vendrá caracterizado por variables de proceso: presión, temperatura, nivel, composición, etc.

La facilidad de utilización de esta técnica requiere reflejar en esquemas simplificados de diagramas de flujo todos los subsistemas considerados y su posición exacta.

3. Aplicación de las palabras guía.

Las "palabras guía" se utilizan para indicar el concepto que representan a cada uno de los nodos definidos anteriormente que entran o salen de un elemento determinado. Se aplican tanto a acciones (reacciones, transferencias, etc.) como a parámetros específicos (presión, caudal, temperatura, etc.).

Tabla 34. Palabras guía y su significado.

Palabra guía	Significado
NO	Ausencia de la variable a la cual se aplica
MÁS	Aumento cuantitativo de una variable
MENOS	Disminución cuantitativa de una variable
INVERSO	Analiza la inversión en el sentido de la variable. Se obtiene el efecto contrario al que se pretende
ADEMÁS DE	Aumento cualitativo. Se obtiene algo más que las intenciones del diseño

Cuando las palabras guías se combinan con las variables de proceso, sugieren desviaciones o problemas potenciales. Por lo que, para cada nodo se plantea de forma sistemática todas las desviaciones que implican la aplicación de cada palabra guía a una determinada variable o actividad. Para realizar un análisis exhaustivo, se deben aplicar todas las combinaciones posibles entre palabra guía y variable de proceso, descartándose durante la sesión las desviaciones que no tengan sentido para un nodo determinado.

Paralelamente a las desviaciones se deben indicar las causas posibles de estas desviaciones y posteriormente las consecuencias de estas. Adicionalmente se deben enunciar los dispositivos disponibles para evitar la ocurrencia de la causa de las desviaciones o minimizar las posibles consecuencias.

La secuencia de pasos a seguir al realizar un HAZOP se presenta en la siguiente figura.

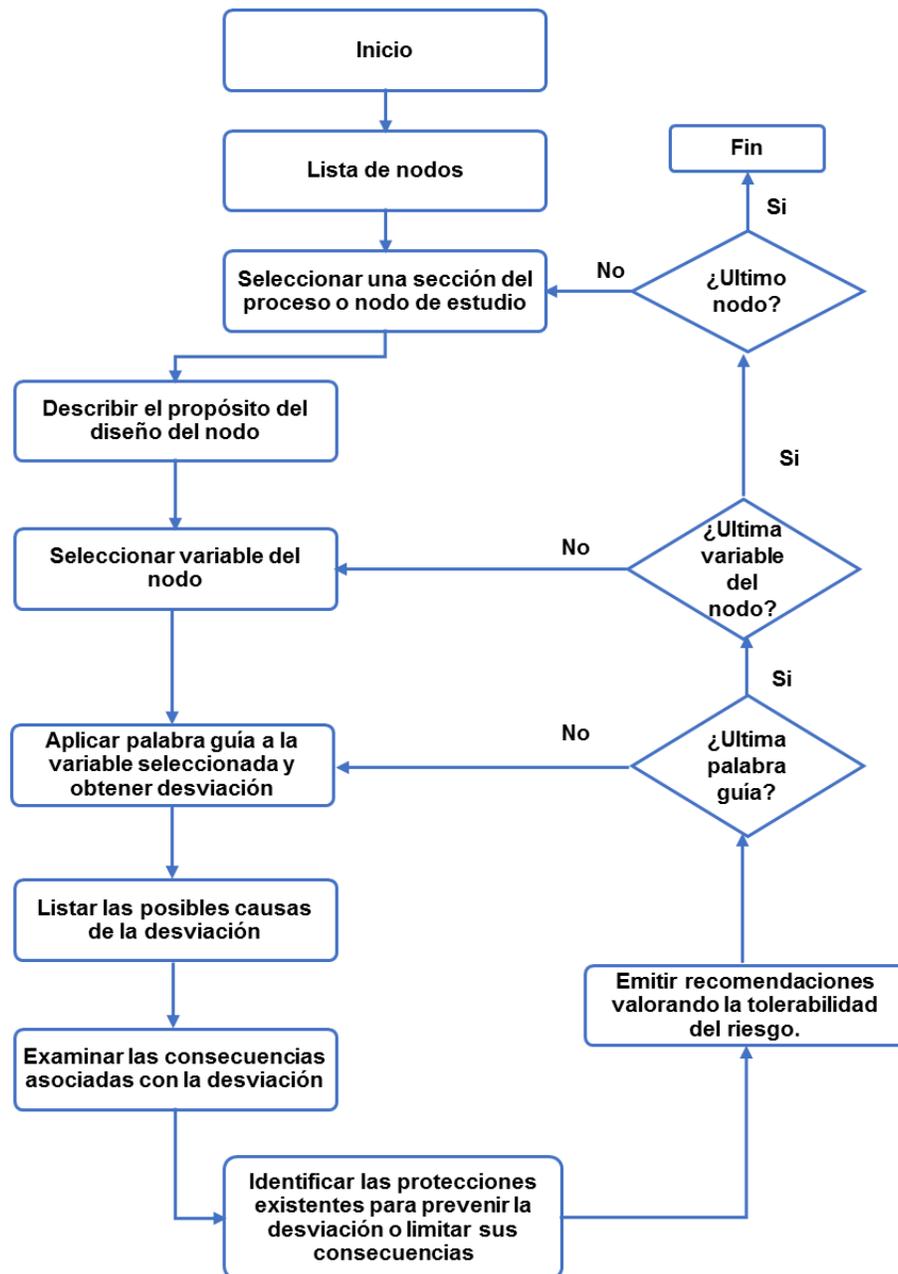


Figura 8. Pasos para realizar HAZOP.

Cuando se determina que existe una inadecuada protección para alguna desviación posible o creíble, usualmente, se enuncian recomendaciones tendientes a fortalecer las protecciones existentes o a adicionar protecciones.

En el apartado “Resultados de la aplicación de la metodología”, se muestra el producto de la aplicación de la metodología HAZOP a los diferentes tipos de ductos que contempla el proyecto.

I.9.1.1 Con base en los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's), identificar los riesgos en cada una de las áreas que conforman el proyecto, mediante la utilización de alguna metodología.

I.9.1.1.1 Resultados de la aplicación de la metodología.

El sistema de transporte por ducto fue analizado mediante la metodología HAZOP, para el cual el proceso se dividió en nodos, cuya delimitación se puede observar en los DTI's anexados.

- **Línea de Flujo.**

Tabla 35. Lista de nodos. Líneas de flujo.

No.	Nodo de estudio	Intención de diseño
1	Salida del árbol de válvulas	Controlar el flujo de la mezcla de hidrocarburo en la boca del pozo a una presión de 7 kg/cm ² .
2	Línea de Flujo de 3" Ø	Conducir la mezcla de hidrocarburo del pozo a la batería de separación con una presión de 7 kg/cm ² .

Los números de escenarios asociados a las diferentes regiones de riesgo, resultantes de la aplicación de la matriz de riesgo, se presentan a continuación.

Tabla 36. Jerarquización global. Línea de flujo.

Tipo de riesgo	Descripción	Daños al personal	Daños a la población	Daños al ambiente	Daños a la instalación y/o producción	Número de categorizaciones
A	No tolerable	0	0	0	0	0
B	Indeseable	0	0	0	0	0
C	Aceptable con controles	0	0	8	8	16
D	Tolerable	8	8	0	0	16
Total de desviaciones		8	8	8	8	32

Se analizaron un total de 8 escenarios, con diferentes afectaciones hacia los receptores: personal, población, ambiente e instalación y/o producción, resumiéndose lo siguiente:

En base a los resultados obtenidos, no se encontraron escenarios con afectación en la zona de riesgo No tolerable (tipo A) e Indeseable (tipo B).

Para la zona de riesgo aceptable con controles (tipo C) se tienen afectaciones hacia los receptores daños al ambiente y daños a la instalación y/o producción, con 8 afectaciones cada uno. Mientras que en la zona de riesgo tolerable (tipo D) se identificaron 8 afectaciones para el personal y 8 afectaciones hacia la población.

- **Oleogasoducto.**

Tabla 37. Lista de nodos. Oleogasoducto.

No.	Nodo de estudio	Intención de diseño
1	Cabezal colector.	Colectar la mezcla de hidrocarburo proveniente de los pozos de producción.
2	Oleogasoducto de 6" Ø.	Conducir la mezcla de hidrocarburo del cabezal colector a la Batería de Separación Cuichapa No. 2 con una presión de 12 kg/cm ² .

Como resultado de aplicación de la matriz de riesgo a los escenarios analizados para el sistema de transporte por Oleogasoductos se tiene lo siguiente.

Tabla 38. Jerarquización global. Oleogasoducto.

Tipo de riesgo	Descripción	Daños al personal	Daños a la población	Daños al ambiente	Daños a la instalación y/o producción	Número de categorizaciones
A	No tolerable	0	0	0	0	0
B	Indeseable	0	0	0	0	0
C	Aceptable con controles	0	0	8	8	16
D	Tolerable	8	8	0	0	16
Total de desviaciones		8	8	8	8	32

De los 8 escenarios analizados, no se identificaron afectaciones en la zona considerada como de riesgo No tolerable e Indeseable para ninguno de los cuatro receptores.

En cambio, en la zona de riesgo aceptable con controles se tienen posibles afectaciones hacia los receptores ambiente y daños a la instalación con 8 desviaciones cada una. Asimismo, en la zona de riesgo tolerable se encontraron 8 posibles afectaciones hacia el personal y la población.

Cabe mencionar que el análisis HAZOP y la jerarquización del Oleogasoducto aplica también para la Línea de medición, ya que presentan características semejantes.

- **Oleoducto.**

Tabla 39. Lista de nodos. Oleoducto.

No.	Nodo de estudio	Intención de diseño
1	Trampa de envío de Batería de Separación Acalapa.	Enviar el dispositivo de limpieza por el oleoducto de 8" Ø a la trampa de recibo Batería de Separación Cuichapa No. 2, a una presión de 12 kg/cm ² y temperatura de 32° C.
2	Oleoducto de 8" Ø sección 1.	Conducir el aceite de la Batería de Separación Acalapa a la válvula de seccionamiento 1, a una presión de 12 kg/cm ² y temperatura de 32° C.

No.	Nodo de estudio	Intención de diseño
3	Oleoducto de 8" Ø sección 2.	Conducir el aceite de la válvula de seccionamiento 1 a la Batería de Separación Cuichapa No. 2, a una presión de 12 kg/cm ² y temperatura de 32° C.
4	Trampa de recibo de Batería de Separación Cuichapa No. 2.	Recibir el dispositivo de limpieza por el oleoducto de 8" Ø de la trampa de envío de la Batería de Separación Acacapa a una presión de 12 kg/cm ² y temperatura de 32° C.

Como resultado de la aplicación de la matriz de riesgo para el transporte de aceite por medio de oleoducto se muestra a continuación los escenarios en las diferentes regiones riesgo.

Tabla 40. Jerarquización global. Oleoducto.

Tipo de riesgo	Descripción	Daños al personal	Daños a la población	Daños al ambiente	Daños a la instalación y/o producción	Número de categorizaciones
A	No tolerable	0	0	0	0	0
B	Indeseable	0	0	0	0	0
C	Aceptable con controles	6	0	14	14	34
D	Tolerable	8	14	0	0	22
Total de desviaciones		14	14	14	14	56

Para el sistema de transporte por Oleogasoducto, se analizaron un total de 14 escenarios, mismos que presentaron afectaciones hacia los cuatro receptores: personal, población, ambiente e instalación y/o producción.

De acuerdo a la jerarquización, en la zona de riesgo Tolerable se identificaron 8 posibles afectaciones hacia el personal y 14 hacia la población. Mientras que en la zona Aceptable con controles se tiene 6 afectaciones al personal, 14 a la instalación y/o producción y 14 al ambiente.

Por otra parte, en las zonas de riesgo No tolerable e Indeseable no se identificaron afectaciones para ninguno de los cuatro receptores.

- **Gasoducto.**

Tabla 41. Lista de nodos. Gasoducto.

No.	Nodo de estudio	Intención de diseño
1	Trampa de envío de Batería de Separación Acacapa.	Enviar el dispositivo de limpieza por el gasoducto de 12" Ø a la trampa de recibo de la Batería de Separación Cuichapa No. 2, a una presión de 3 kg/cm ² y temperatura de 32° C.
2	Gasoducto de 12" Ø sección 1	Conducir el gas de la Batería de Separación Acacapa a la válvula de seccionamiento 1, con una presión de 3 kg/cm ² y temperatura de 32° C.

No.	Nodo de estudio	Intención de diseño
3	Gasoducto de 12" Ø sección 2	Conducir el gas de la válvula de seccionamiento 1 a la Batería de Separación Cuichapa No. 2, a una presión de 3 kg/cm ² y temperatura de 32° C.
4	Trampa de recibo de Batería de Separación Cuichapa No. 2.	Recibir el dispositivo de limpieza por el gasoducto de 12" Ø de la trampa de envío de la Batería Separación Acalapa a una presión de 3 kg/cm ² y temperatura de 32° C.

Los escenarios en las diferentes regiones de riesgo resultante de la aplicación de la matriz de jerarquización se presentan a continuación.

Tabla 42. Jerarquización global. Gasoducto.

Tipo de riesgo	Descripción	Daños al personal	Daños a la población	Daños al ambiente	Daños a la instalación y/o producción	Número de categorizaciones
A	No tolerable	0	0	0	0	0
B	Indeseable	0	0	0	0	0
C	Aceptable con controles	6	0	14	14	34
D	Tolerable	8	14	0	0	22
Total de desviaciones		14	14	14	14	56

Con respecto al sistema de transporte por Oleoducto, se analizaron 14 escenarios, los cuales presentaron afectaciones diferentes hacia los cuatros receptores del riesgo.

De acuerdo a la jerarquización, no se identificaron afectaciones en las zonas de riesgos No tolerables e Indeseables en ninguno de los receptores personal, población, ambiente e instalación y/o producción.

En cambio, en la zona de riesgo Aceptable con controles se tiene 6 afectaciones hacia el personal y 14 al ambiente y a la instalación y/o producción. Para la zona de riesgo Tolerable, se presentan 8 afectaciones al receptor personal y 14 a la población.

- **Línea de bombeo neumático.**

Tabla 43. Lista de nodos. Línea de bombeo neumático.

No.	Nodo de estudio	Intención de diseño
1	Cabezal de distribución de gas de bombeo neumático de 6" Ø.	Distribuir el gas proveniente del sistema de compresión para reinyección a los pozos de producción, a una presión de 58 kg/cm ² y 48°C.
2	Línea de Bombeo Neumático de 2" Ø.	Conducir el gas comprimido hacia el pozo de producción, a una presión de 58 kg/cm ² y temperatura de 48° C.

El resultado de la aplicación de la matriz de riesgo para los escenarios analizados en la línea de bombeo neumático se muestra a continuación.

Tabla 44. Jerarquización global. Línea de bombeo neumático.

Tipo de riesgo	Descripción	Daños al personal	Daños a la población	Daños al ambiente	Daños a la instalación y/o producción	Número de categorizaciones
A	No tolerable	0	0	0	0	0
B	Indeseable	0	0	0	0	0
C	Aceptable con controles	0	0	8	8	16
D	Tolerable	8	8	0	0	16
Total de desviaciones		8	8	8	8	32

Se analizaron 8 escenarios con diferentes afectaciones hacia el personal, población, ambiente e instalación y/o producción.

En la zona de riesgo Tolerable, se identificaron 8 afectaciones al personal y a la población. Mientras que en la zona de riesgo Aceptable con controles se podría tener 8 afectaciones al ambiente y a la instalación y/o producción.

No se detectaron afectaciones a ninguno de los cuatro receptores en las zonas riesgo No tolerables e Indeseable.

Cada nodo delimitado para los diferentes sistemas de transporte por ducto fue analizado en los formatos de trabajo para la metodología HAZOP.

Anexo 6. Registros generados para el análisis del sistema de transporte por ducto, metodología HAZOP.

Del mismo modo se incluye la aplicación de la matriz de jerarquización, en el anexo correspondiente.

Anexo 7. Jerarquización de nodos. Sistema de transporte por ducto.

- **Saloducto**

El análisis del sistema de transporte por Saloducto, no se realizó debido a que la sustancia a transportar es agua, misma que no presenta características CRETÍ. Consecuentemente, no habría afectaciones por radiación térmica, sobrepresión y toxicidad al ocurrir una fuga o ruptura del mismo.

BATERÍA DE SEPARACIÓN Y SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS

I.10 BASES DE DISEÑO.

I.10.1 Indicar los criterios de diseño y normas utilizadas para el proyecto con base a las características del sitio y a la susceptibilidad de la zona a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos.

I.10.1.1 Normas, códigos y estándares nacionales e internacionales utilizadas para el Proyecto.

Estándares técnicos de la Batería de Separación y Sistema de Compresión de Gas.

Se presenta a continuación de manera enunciativa mas no limitativa los requerimientos o estándares técnicos utilizados para equipos y líneas de proceso de las instalaciones.

Tabla 45. Estándares técnicos internacionales líneas y equipos. Batería de Separación y Sistema de Compresión de Gas.

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
Nacionales	
NOM-007-SECRE-2010	Transporte de gas natural.
NOM-027-SESH-2010	Administración de la Integridad de Ductos de Recolección y Transporte de Hidrocarburos, vigente o la que la sustituya.
NOM-059-SEMARNAT-2010	Protección ambiental-especies nativas de México de flora y fauna silvestres-categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-lista de especies en riesgo.
NOM-117-SEMARNAT-2006	Que establece las especificaciones de protección ambiental durante la instalación, mantenimiento mayor y abandono, de sistemas de conducción de hidrocarburos y Petroquímicos en estado líquido y gaseoso por Ducto, que se realicen en derechos de vía existentes, ubicados en zonas agrícolas.
NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012	Límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para la remediación, vigente o la que la sustituya.
PROY-NMX-B-516-CANACERO-2017	Tubos de acero para sistemas de transporte por ductos de petróleo, gas y otros fluidos
Internacionales	
API RP-1160	Gestión de la integridad del sistema para oleoductos líquidos peligrosos
API Spec 5CT	Especificaciones para Tuberías de Revestimiento y Producción, Novena Edición Julio 2011.
ASME B31.4-2012	Sistemas de Tuberías de Transporte para Hidrocarburos líquidos y otros líquidos, Código ASME para Presurización de Tubería, B31, noviembre 2012.
ASME B31.8-2014	Sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas, Código ASME para Presurización de Tubería, septiembre 2014.
ASME B31.8S	Gestión de integridad del sistema de gasoductos
ASME/ANSI B31.3	Tuberías de proceso.
ASTM F2896-11(2017)	Especificación estándar para tuberías compuestas de polietileno reforzado para el transporte de petróleo y gas y líquidos peligrosos
DOT 49 CFR	Transporte de gas natural y otros por oleoducto: normas mínimas seguridad de federal. Subparte O - Gestión de la Integridad del Gasoducto de Transmisión de Gas.
EN 13942: 2009	Sistemas de transporte por tuberías. Válvulas de tuberías.
EN 14161: 2011 + A1: 2015	Sistemas de transporte por tuberías.
EN 14163: 2001 / AC:2006	Sistemas de transporte por tuberías - Soldadura de tuberías
EN ISO 16440:2016	Diseño, construcción y mantenimiento de tuberías revestidas de acero
EN ISO 24817: 2017	Industrias del petróleo, petroquímicas y del gas natural. Reparaciones en material compuesto para tuberías. Cualificación y diseño, instalación, prueba e inspección.
ISO 10405:2000	Cuidado y uso de la tubería de revestimiento
ISO 11960: 2014	Ductos de acero para uso como tubería de revestimiento o tubería para pozos
ISO 11961: 2008/Cor 1:2009	Condiciones técnicas de entrega de columnas de perforación de acero
ISO 12490:2011	Integridad mecánica y dimensionamiento de actuadores y kits de montaje para válvulas
ISO 12736:2014	Revestimientos de aislamiento térmico húmedo para ductos, líneas de flujo, equipos y estructuras submarinas

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
ISO 12747:2011	Práctica recomendada para la extensión de la vida del ducto
ISO 13623:2009	Industria del Petróleo y Gas Natural – Sistemas de Transporte por Ducto.
ISO 13678:2010	Evaluación y ensayo de compuestos de rosca para su uso con tuberías y elementos de vástago de perforación
ISO 13679:2002	Procedimientos para probar las conexiones de la tubería de revestimiento y tuberías en general
ISO 13680:2010	Tubos sin soldadura, resistentes a la corrosión, para uso como tubería de revestimiento, tubería y acople - Condiciones técnicas de entrega
ISO 13847:2013	Soldadura de ductos
ISO 15463:2003/Cor 1:2009	Inspección de campo de la nueva tubería de revestimiento y tubería de perforación de extremo liso
ISO 15589-1:2015	Protección catódica de los sistemas de transporte por ductos. Parte 1: Ductos terrestres
ISO 15590-1:2009	Curvas de inducción, accesorios y bridas para sistemas de transporte por ductos. Parte 1: Curvas de inducción
ISO 15590-2:2003	Curvas de inducción, accesorios y bridas para sistemas de transporte por ductos. Parte 2: Guarniciones
ISO 15590-3:2004	Curvas de inducción, accesorios y bridas para sistemas de transporte por ductos. Parte 3: Bridas
ISO 16440:2016	Diseño, construcción y mantenimiento de ductos recubiertos de acero
ISO 16708:2006	Métodos de estado límite basados en confiabilidad
ISO 21329:2004	Procedimientos de prueba para conectores mecánicos
ISO 21809-1:2011	Revestimientos externos para ductos enterrados o sumergidos utilizadas en sistemas de transporte por ductos. Parte 1: Revestimientos de poliolefina (3 capas de PE y 3 capas de PP)
ISO 21809-2:2014	Revestimientos externos para ductos enterrados o sumergidos utilizadas en sistemas de transporte por ductos Parte 2: Recubrimientos epoxy monocapa aplicados mediante fusión.
ISO 21809-3:2016	Revestimientos externos para ductos enterrados o sumergidos utilizadas en sistemas de transporte por ductos. Parte 3: Recubrimientos de juntas de campo
ISO 21809-4:2009	Revestimientos externos para ductos enterrados o sumergidos utilizadas en sistemas de transporte por ductos. Parte 4: Revestimientos de polietileno (PE de 2 capas)
ISO 21809-5:2017	Revestimientos externos para ductos enterrados o sumergidos utilizadas en sistemas de transporte por ductos. Parte 5: Revestimientos exteriores de hormigón
ISO 3183:2012	Industria del Petróleo y Gas Natural – Tubería de Acero para los Sistemas de Transporte por Ducto.
ISO/PAS 12835:2013	Calificación de las conexiones de la tubería para pozos térmicos
ISO/TR 10400:2007	Ecuaciones y cálculos para las propiedades de desempeño de los ductos, como la fuerza axial, la resistencia a la presión interna, el torque, etc.
NACE SP0102-2010	Inspección en línea de las tuberías.
NACE SP0110-2010	Metodología de evaluación directa de corrosión interna de gases húmedos para tuberías
NACE SP0204-2015	Metodología de evaluación directa de corrosión por estrés (SCC)
NACE SP0206-2016	Metodología de evaluación directa de corrosión interna para tuberías que transportan gas natural normalmente seco (DG-ICDA).
NACE SP0208-2008	Metodología de evaluación directa de corrosión interna para tuberías de petróleo líquido
NACE SP0502-2010	Metodología de Evaluación Directa de Corrosión Externa de Tubería.
NORSOK L – 001	Tubería y Válvulas
NORSOK L – 002	Diseño del sistema de tuberías, diseño y análisis estructural
NORSOK L – 003	Detalles de tuberías
NORSOK L – 004	Manufactura, instalación, operación y pruebas de tuberías
NORSOK L – 005	Conexiones de bridas
NORSOK M-503	Protección catódica. Rev. 3, mayo 2007.

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
API 6D	Especificación para válvulas de compuerta, tapón, bola y retención de acero para servicio de tuberías.
API 12B	Especificación Tanques Atornillados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Decimosexta Edición, noviembre 2014.
API 12D	Especificación de Campo para Tanques Soldados utilizados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Undécima Edición, octubre 2008.
API 12F	Especificación para Tanques Soldados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Décima Segunda Edición, octubre 2008.
API 620	Estándares para el Diseño y Construcción de Tanques de Almacenamiento de Baja Presión, Soldados, Grandes, Décima Segunda Edición, octubre 2013.
API 650	Estándar para Tanques Soldados para Almacenamiento de Hidrocarburos, Décima Segunda Edición, marzo 2013.
API 653	Estándar para la Inspección, Reparación, Modificación y Reconstrucción de Tanques, Quinta Edición, noviembre 2014.
API RP 1632	Protección Catódica de Tanques de Almacenamiento de Petróleo Subterráneo y Sistemas de Tubería
API RP 500	Práctica Recomendada para la Clasificación de Ubicaciones de Instalaciones Eléctricas en Instalaciones Petroleras Clasificadas como Clase I, División 1 y División 2.
API RP 505	Práctica Recomendada para la Clasificación de Ubicaciones de Instalaciones Eléctricas en Instalaciones Petroleras Clasificadas como Clase I, Zona 0, Zona 1 y Zona 2.
API RP 652	Revestimientos de fondos de tanque de almacenamiento de petróleo sobre el suelo
API Std 2000/ISO 28300:2008	Venteo de tanques de almacenamiento de baja presión y atmosférico.
API Std 521	Sistemas para el alivio de presión y despresurización.
API Std 594	Válvulas de retención: brida, lengüeta, oblea y soldadura a tope
API Std 598	Inspección y Prueba de Válvulas
ASME B31.4	Tuberías de Transporte de Hidrocarburos Líquidos y Otros Líquidos
ASME B31.4-2012	Sistemas de Tuberías de Transporte para Hidrocarburos líquidos y otros líquidos.
ASTM A193	Especificación estándar para el acero de aleación y empernado de acero inoxidable para servicio de alta temperatura o alta presión y otras aplicaciones de propósito especial
ISO 15156/NACE MR 0175	Materiales para uso en ambientes que contienen H ₂ S en la Producción de Petróleo y Gas.
ISO 16961:2015	Industrias petroleras, petroquímicas y de gas natural - Recubrimientos y revestimientos protectores interiores para tanques de acero sobre el suelo
ISO 17776	Guías sobre herramientas y técnicas para la identificación, evaluación de riesgos y peligros.
ISO 24817:2017	Reparaciones compuestas para tuberías - Capacitación y diseño, instalación, pruebas e inspección
ISO 28300:2008 ISO 28300:2008/Cor 1:2009	Ventilación de los tanques de almacenamiento atmosféricos y de baja presión
ISO 7240-10: 2012	Sistemas de detección y alarma de incendios. Parte 10: Detectores de llama de tipo puntual.
ISO 7240-16: 2007	Sistemas de detección y alarma de incendios. Parte 16: Equipos de control e indicación del sistema de sonido.
ISO 7240-19: 2007	Sistemas de detección y alarma de incendios - Parte 19: Diseño, instalación, puesta en marcha y servicio de sistemas de sonido para emergencias
ISO 7240-7	Sistemas de detección y alarma de incendios. Parte 7: Detectores de humo de tipo puntual que utilizan luz dispersa, luz transmitida o ionización.
NACE RP0193-2001	Protección catódica externa de partes inferiores del tanque de almacenamiento de acero al carbono en grado
NFPA	Manual de Protección contra Incendios, Vigésima Edición 2008
NFPA 11	Estándar para espuma de baja, media y alta expansión
NFPA 13	Estándar para la instalación de sistemas de rociadores
NFPA 14	Estándar para la instalación de sistemas de tubería vertical y manguera

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
NFPA 15	Estándar para sistemas fijos de pulverización de agua para protección contra incendios
NFPA 16	Estándar para la instalación de rociadores de agua de espuma y sistemas de pulverización de espuma de agua
NFPA 20	Código para la instalación de bombas estacionarias para contraincendios.
NFPA 20	Estándar para la instalación de bombas estacionarias para protección contra incendios
NFPA 22	Estándar para tanques de agua para protección contra incendios privada
NFPA 24	Estándar para la instalación de tuberías de servicio de bomberos privadas y sus accesorios
NFPA 25	Estándar para la inspección, prueba y mantenimiento de sistemas de protección contra incendios a base de agua
NFPA 30	Código de líquidos inflamables y combustibles.
NFPA 30	Código de líquidos inflamables y combustibles
NFPA 69	Estándar en Sistemas de Prevención de Explosiones
NFPA 70	Código nacional eléctrico.
NFPA 72	Código nacional de alarmas y señales contra incendio.
NORSOK Z-013	Análisis de Riesgos y Preparación a Emergencias. Tercera Edición, octubre 2010.

I.10.1.2 Criterios de diseño.

La modernización de la Batería de Separación Cuichapa 2, comprende la instalación de equipo nuevo en el proceso de separación, así como de la implementación de un sistema de compresión, para el cual se adaptará y trasladará el equipo que se encuentre en buen estado de la Estación Compresoras. Por otra parte, la Batería de Separación Acalapa, será una instalación nueva, que compartirá el mismo diseño en cuanto al proceso de separación de la Batería Cuichapa 2.

A continuación, se describen las bases de diseño mínimas necesarias para la construcción de las instalaciones para el transporte, recolección, separación y almacenamiento de hidrocarburos, en algunos casos se mencionan, normas y/o estándares aplicables nacionales e internacionales los cuales se enlistan de manera enunciativa más no limitativa.

De forma general se debe cumplir con las Disposiciones que establecen los lineamientos en materia de Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente establecidas por la ASEA.

El diseño estructural para instalaciones industriales se efectuará de acuerdo con los reglamentos técnicos nacionales de construcción, estándares nacionales, normas internacionales, estándares extranjeros aplicables a la construcción de la instalación, entre los que destacan, ACI-318S-14 Reglamento de requisitos para concreto estructural, así como la utilización del Manual de Diseño de Obras Civiles – Diseño por Sismo recomendaciones de diseño por sismo y viento con aplicación a todo el territorio nacional que permite calcular las fuerzas por sismo y viento utilizadas en el diseño de las estructuras.

Tuberías. Toda la tubería empleada deberá cumplir con los estándares establecidos en la normatividad correspondiente, tanto en calidad como en seguridad, tales como las normas internacionales ISO 3183:2012, ISO 13623:2009, API Spec 5L: 2007, ASME/ANSI B31.3, así como Tuberías A/SA-53B o A/SA-106B de acuerdo con el código B31.3, edición 1988 o posteriores.

Conexiones, bridas y accesorios. Para los cambios de dirección en las tuberías se usarán codos de radio largo soldable y en los cambios de diámetro se utilizarán accesorios reductores. Las dimensiones de todos los accesorios de acero estarán regidos conforme a los estándares internacionales aplicables, tales como ANSI-B16.5 edición 1988 o posteriores, ASME B31.3 vigente, entre otras.

Válvulas. Todas las válvulas requeridas por el Proyecto cumplirán con la NOM-093-SCFI-1994, estándares API y el código ASME que aplique, dependiendo de las condiciones de operación y del tipo de fluidos a manejar. Las bayonetas deberán contar con válvulas check, para evitar retrocesos de flujo hacia los pozos.

Empaques. Los empaques utilizados en las uniones bridadas serán de materiales resistentes contruidos de material metálico, con temperatura de fusión mínima de 988.15 K (715 °C), o en combinación de otros materiales, así como del tipo flexitalic para las bridas a emplear en baja presión y estarán adecuados para los rangos de presión, temperatura y dimensiones de las bridas donde se instalarán.

Soldaduras. Todas las soldaduras empleadas en las interconexiones se deberán realizar con los procedimientos calificados para soldadura conforme a lo indicado en el código ASME, Normas API, WPS y demás aplicables. Las soldaduras sólo podrán ser realizadas por personal que tengan certificación por organismos acreditados conforme a lo indicado en el código y estándar antes mencionado. La Inspección e interpretación de las soldaduras deberán ser de acuerdo con la Norma ANSI-B-31.3, párrafo 3.41.4.1, edición 1988 o posteriores.

Instrumentación. El diseño de los materiales de construcción de los instrumentos deberá cumplir con los estándares como el ISA-TR20.00.01-2007, "Formularios de especificación para medición de proceso e instrumentos de control", las partes de los instrumentos que se encuentran en contacto con el fluido de proceso deben ser los apropiados para el fluido que se maneja, debiendo cumplir con lo indicado en el estándar ISO 15156-1/NACE MR-01-75.

La instrumentación deberá especificar el tipo de recubrimiento adecuado para evitar la corrosión de acuerdo con el producto a manejar y/o las condiciones climáticas de la zona. La instrumentación será del tipo neumático. La simbología e identificación de los instrumentos en la documentación a generarse deberá ser conforme a estándares internacionales, como el ISA 5.1" Símbolos e identificación de instrumentos", las bridas para conexión a proceso se especificarán bajo los códigos internacionales ANSI, ASME, ISO según corresponda.

Tuberías accesorios y tubing. Los tipos, dimensiones, diámetros y rating, de las conexiones de los instrumentos, válvulas y demás accesorios para su montaje serán los definidos de acuerdo a los estándares ASME B16.5 para todas las conexiones bridadas y ASME B1.20.1 para todas las conexiones roscadas.

Separadores. Para el diseño y fabricación de los separadores que se utilizarán en la instalación, se dará cumplimiento con lo establecido en los códigos y estándares que se indican a continuación:

Tabla 46. Códigos o estándares utilizados en el diseño de los separadores.

Organismo	Descripción
ASTM	American Society for Testing Materials
API	American Petroleum Institute
NFPA	National Fire Protection Association
STI	Steel Tank Institute
UL	Underwriters Laboratories Inc. (E.U.A.)

La dimensión de un separador se realiza conociendo una serie de parámetros, criterios y consideraciones, sin embargo, la eficiencia de cualquier tipo de separador depende principalmente del diámetro de la partícula del líquido a manejar. Para el manejo de los hidrocarburos se utilizarán recipientes de tipo vertical de una pared, fabricados de acuerdo con los códigos y estándares vigentes API, ASME, NEMA, ANSI, NFPA.

La presión de diseño es el valor más severo, esperando en un separador o componente en condiciones normales de operación a la temperatura del material (ejemplo; placa de acero) correspondiente.

La temperatura de diseño máxima y mínima debe estar acorde al rango de temperatura permisible del material de construcción, considerando el esfuerzo máximo permisible del material. Los materiales serán nuevos, de acero al carbón, grado estructural o comercial de acuerdo con el estándar ASTM-A-36. Los empaques deben ser resistentes a los vapores del hidrocarburo y aprobados por organizaciones de reconocido prestigio.

Cabezales de recolección. Se construirá con tubería convencional de acero para transporte de crudo, con sus respectivas válvulas de compuertas, válvulas de retención. Cada colector tendrá dos coples, uno para la toma de presión y otro para la temperatura. El valor del espesor de la pared será de acuerdo con los códigos y estándares vigentes API, ASME, NEMA, ANSI, NFPA.

Equipo deshidratador electrostático. El diseño del equipo se realizará tomando como referencia el código ASME Sección VIII, División 1, Edición 2010.

Tanques de almacenamiento atmosféricos. Los tanques de almacenamiento serán diseñados y construidos de acuerdo con la norma API 650 12° edición.

I.10.1.2.1 Proyecto civil.

Se describen de manera general las actividades principales a desarrollar, dentro del proyecto civil.

Topografía. Se realizarán los estudios de topografía necesarios para el diseño de la obra y otras que integran el Proyecto. Se utilizarán equipos topográficos tales como una estación total, que consta de: tránsito electrónico que realiza lecturas a través de rayos láser, con una precisión de más o menos 2 milésimas y nivel fijo de precisión de un segundo.

Mecánica de suelos. Se requerirá de este estudio para conocer la capacidad de carga del terreno, necesaria para el diseño de las estructuras del Proyecto. El estudio contemplará la toma de muestras del suelo para determinar los siguientes parámetros: contenido natural de agua, granulometría y densidad de sólidos, límites de consistencia y triaxial rápida, compresión simple y consolidación unidimensional.

Trazo del terreno. Esta actividad consiste en la localización de bancos de nivel y referencia a partir de los puntos fijados, utilizando estacas de madera, marcando con cal los trazos realizados.

Desmonte y despalme. Se realizará el desmonte o eliminación de la cobertura vegetal existente en el área, eliminándose el material vegetal a fin de preparar el terreno para la construcción de la instalación.

El despalme consistirá en el retiro de 30 cm en promedio de suelo mediante maquinaria desalojando la capa superficial que por sus características no son adecuadas para la construcción, estimando para la batería de separación un volumen de 6,000 m³ en una superficie de 2.0 ha, en el caso de despalme por camino de acceso el volumen a generar considera 1,050 m³.

El material producto del despalme, se depositará en lugares estratégicos para su posterior utilización en los arropes de taludes y terraplenes.

Nivelación. Con la ayuda de maquinaria se nivelará el terreno natural donde se realizará la obra.

Rehabilitación / construcción de caminos de acceso. Se rehabilitarán las vías de acceso, solo en caso de ser necesario se hará el desmonte y despalme de nuevos caminos para el tránsito de la maquinaria.

Cortes en terreno natural con maquinaria para la conformación de terraplén. Consiste en excavaciones ejecutadas a cielo abierto, en ampliación y/o abatimiento de taludes, en rebajes de la corona, de cortes o terraplenes existentes, con el objeto de

preparar o formar la sección de la obra de acuerdo con el proyecto. Este tipo de actividad se realiza en caso de ser necesario.

Construcción y compactación de terraplenes. Los terraplenes se construirán con arcilla proveniente de bancos autorizados, se extenderán con tractor o motoconformadora, colocándose en capas de 30 cm de espesor como máximo y se agregará agua hasta que adquiera una humedad igual o ligeramente mayor a la óptima, y para su compactación se utilizará rodillo liso vibratorio y patas de cabra, hasta alcanzar el grado de compactación de 90-95%.

Si el material de construcción para el terraplén es a base de arenas, limos o mezcla de ambos materiales, se considerará la protección de taludes para evitar deslaves por precipitación pluvial, complementándose con la utilización de guarniciones, bordillos o lavaderos.

Tendido y compactado de revestimiento. Una vez realizados los terraplenes, se construirá la capa de revestimiento de 15 cm de espesor, esta actividad se hará en el área del camino de acceso, estacionamiento y en la plataforma de la instalación, el material pétreo se extenderá con motoconformadora, se agregará agua de tal manera que adquiera humedad, posteriormente se compactará con rodillo liso vibratorio, hasta alcanzar el 90-95% de compactación de la prueba Proctor.

Construcción de alcantarillas y cabezales de concreto. Esta actividad consiste en el afine y nivelación de fondo, paredes o taludes, elaboración y vaciado de concreto de 100 kg/cm², nivelado y curado del concreto hidráulico f'c = 250 kg/cm², colocación de cimbra y retiro de la misma.

Construcción de pavimentos de 15 cm de espesor en vialidades y guarniciones. Colocación de malla electrosoldada de acero, elaboración, vaciado nivelado y curado del concreto hidráulico f'c= 250 kg/cm² y colocación de sellador a base de silicón o similar.

Construcción de barda perimetral. Se instalará una barda perimetral para protección de las instalaciones, construida a base de block pegado con mortero, cemento y arena.

Instalación de guardaganado y puerta metálica. Ambos serán construidos fuera del sitio de Proyecto, el trabajo de soldadura se hará en su totalidad por el procedimiento manual de arco eléctrico protegido, los cortes de tubería serán de tipo boca de pescado, los cuales deberán dejar libre de rebabas que debiliten las juntas. Estas especificaciones serán exclusivamente para la construcción de puertas y guardaganados. Las bases del guardaganado se realizarán siguiendo las medidas indicadas en el Proyecto. Para la puerta se realizará el bisagrado mediante torno.

Cobertizo de bombas. Se construirán estructuras de concreto como plantillas, firmes, banquetas, cimientos, bases para equipos, muros con altura de 2 m, losas, columnas

rectangulares, todas las estructuras son reforzadas con acero. El montaje de la estructura metálica se realizará mediante una alineación previa, nivelación, plomeo y se fijará con tornillos de soldadura. La construcción de la casa de bombas incluye la elaboración de muros con block de concreto, construcción de ductos eléctricos, impermeabilización de azoteas, entre otros.

La superficie donde se colocarán las bombas debe ser impermeable con pendiente hacia un drenaje aceitoso y cumpliendo con los distanciamientos para equipos, estas instalaciones deben contar con un sardinel perimetral que contenga algún probable derrame.

Cimentaciones y soportería. Para el diseño de cimentaciones de equipos, se requiere contar con las indicaciones del Estudio de Mecánica de Suelos, conjuntamente con los planos del fabricante los cuales deben indicar la distribución y diámetro de anclas, así como los elementos mecánicos (momentos y cortantes) que se generan por el equipo en operación o prueba, los cuales se transmitirán a su cimentación.

Cimentaciones de equipo. Las cimentaciones de los equipos se deben diseñar evitando transmitir al terreno esfuerzos superiores a su capacidad de carga. De acuerdo a lo indicado en el Estudio de Mecánica de Suelos, debe ser de un bloque monolítico de concreto reforzado con pendiente mínima al centro del claro del 1% para evitar encharcamientos y con las dimensiones necesarias para alojar todo el patín, por lo que la forma y dimensiones totales del patín definirán la forma y dimensiones de la cimentación, siempre y cuando el patín sea proporcionado debidamente balanceado.

De acuerdo con los planos aprobados del fabricante de los equipos, la cimentación, debe contener las anclas en su posición exacta, previéndose el atiesamiento y rigidización del patín para su montaje de acuerdo con su diseño.

Se debe utilizar un grout nivelador de al menos 2.5 cm de espesor en la transición entre el patín y la base de concreto.

Deben ser estructuralmente estables, diseñadas bajo las condiciones más críticas de acciones, con un factor de seguridad contra volteo mínimo siguiente, independientemente de las revisiones que se hagan por asentamientos:

- a) 1.5 para combinación de acciones permanentes, acciones variables y acciones accidentales.
- b) 2.0 para combinación de acciones permanentes y acciones variables.

Los planos de fabricante de los equipos deben proporcionar los pesos y dimensiones de los equipos contenidos en el patín, así como sus principales características; se debe solicitar que los patines vengán balanceados tanto para elementos mecánicos

estáticos como para dinámicos, y se indiquen los centroides de balance vertical y horizontal, la localización de las anclas y los diámetros necesarios de éstas.

En la cimentación de soportería y pasarelas de operación de válvulas, se considerarán las dimensiones requeridas para su buen funcionamiento, estos serán de concreto hidráulico, de acuerdo con los requerimientos y alturas para la operación de las válvulas o equipos en el área de interconexiones.

Cimentación de equipos dinámicos o que inducen vibraciones. La cimentación de los equipos dinámicos o que inducen vibraciones, se debe analizar con las características y cargas dinámicas propias del equipo y las propiedades dinámicas del suelo en el cual se cimenta.

Cimentación de equipos esbeltos. Para el análisis y diseño de la cimentación de equipos esbeltos, tales como quemadores elevados, se pueden considerar divididos en dos grupos, dependiendo del método empleado para mantenerlos en su posición vertical:

- a) Autosoportados los cuales resisten las fuerzas de volteo que actúan sobre ellos por medio de las dimensiones, espesor y peso de su cimentación.
- b) Las del tipo que soportan las fuerzas de volteo que actúan sobre ellos, por medio de cables que les impiden desplazarse más allá de lo permisible mediante la fuerza de tensión que les transmiten estos cables de sujeción.

Cimentación de soportes para tubería. La cimentación de marcos de soportes para tubería precolados de concreto debe tener un candelero para apoyo de las columnas del marco.

Cimentación de recipientes.

- 1) Los separadores, rectificadores y equipo de deshidratación se cimentarán sobre bases (silletas) de concreto armado o acero estructural recubierto de un material anticorrosivo, de acuerdo con la normatividad y lineamientos.
- 2) El soporte de acero cuando aplique debe ser protegido por un material resistente al fuego durante más de dos horas, excepto para una base de acero cuando el punto más bajo del recipiente soportado no exceda 30 cm arriba del suelo.
- 3) En la determinación del cálculo estructural de la cimentación dependiendo del análisis de mecánica de suelos, se debe considerar el peso muerto de los recipientes, peso del producto que se manejará al 100% de la capacidad de estos, vientos dominantes, así como de un factor de seguridad, con el fin de evitar asentamientos y mantener la horizontalidad de los equipos.

Cimentación de tanques atmosféricos. La cimentación de los tanques será por medio de un anillo de concreto reforzado que contiene los esfuerzos laterales

producidos por el propio peso del tanque soportado por un relleno de material seleccionado, sin materia orgánica y compactada al 95% de peso volumétrico seco máximo, de acuerdo con lo indicado en las bases de diseño.

En los tanques de almacenamiento se colocará un barandal tubular de 1.5" de Ø en el área de los tubos de medición, así como una escalera de acceso a la cúpula tipo marina de anillo para jaula de solera de 2.5 x $\frac{3}{8}$ pulgadas, se limpiará y pintará para evitar el óxido, para la fijación se realizarán resanes en concreto.

En la periferia de los tanques atmosféricos se realizará el dique de contención el cual tiene como función contener el producto de algún derrame o fuga accidental que pudiera presentarse en los tanques o líneas accesorias, dentro de este dique se contempla el drenaje pluvial y aceitoso.

Posteriormente se realiza la instalación de dispositivos de seguridad en los tanques como son las válvulas de presión y vacío, línea de vapores en la cual se coloca una válvula térmica y un arrestaflama, adicionalmente los tanques deberán contar con una cámara de espuma para inyección subsuperficial como un sistema de protección contra incendios (esto dependiendo de la capacidad del tanque) el cual deberá sujetarse a la normatividad aplicable.

Diques de contención. Todos los tanques de almacenamiento deben contar con diques de contención para confinar derrames. La capacidad volumétrica del dique de contención que en su interior albergue un solo tanque de almacenamiento de producto debe ser como mínimo 1.1 veces la capacidad del tanque, incluyendo mochetas, tuberías, válvulas y escaleras.

Para aquellos que en su interior alberguen varios tanques de almacenamiento, la capacidad volumétrica mínima, debe ser la necesaria para contener la capacidad total nominal del tanque mayor, más el volumen que otros tanques ocupen hasta la altura que tenga el muro de contención, por la parte interior del dique, más el volumen de otras construcciones que ocupen un espacio en el interior del dique de contención.

Cada dique que contenga dos o más tanques debe ser subdividido, por muretes intermedios no menores de 0.45 m de altura para evitar que derrames menores desde un tanque pongan en peligro los tanques adyacentes dentro del área de dique, teniendo en cuenta las capacidades individuales de los tanques. Estos diques deben tener drenajes aceitosos y pluviales independientes.

La disposición o ubicación de cada dique, debe permitir un acceso fácil y expedito al sistema de combate contra incendios y otorgar las condiciones que permitan su operación normal y las labores de mantenimiento y verificación.

Se deben diseñar para contener y resistir la presión lateral que les pueda transmitir la altura hidrostática, considerando el líquido almacenado como agua, deben ser contruidos de concreto armado, en función del tipo de suelo y a la zona sísmica.

La construcción será de concreto armado, acero o mampostería, impermeabilizados y capaces de resistir la presión hidrostática ejercida por el hidrocarburo que se maneje. Una barda de material incombustible debe ser construida perimetralmente. El propósito fundamental del dique de contención es evitar la contaminación del subsuelo en caso de derrames o que se extienda el producto hacia otras áreas del cabezal de recolección y, mediante esto, se tendrá la oportunidad de recuperarlo.

- 1) El dique de contención contará con impermeabilización, se colocará una membrana protegida de cargas e incendios o aditivos para concreto u otro material incombustible aprobado por las reglamentaciones federales.
- 2) La altura del muro con respecto al piso de la calle no debe ser mayor de 1,80 m ni menor de 1,20 m (ver figura). Su altura con respecto al piso interior del dique de contención no debe exceder de 1,80 m y dependerá de la distancia a tanque o tanques. Cuando por limitaciones particulares de la topografía del terreno o limitaciones de espacio la altura del dique de contención puede exceder 1.8 m con respecto al piso interno del dique. Cabe mencionar que la longitud del dique no es restrictiva ya que se debe construir de acuerdo con el volumen a captar en caso de derrame.

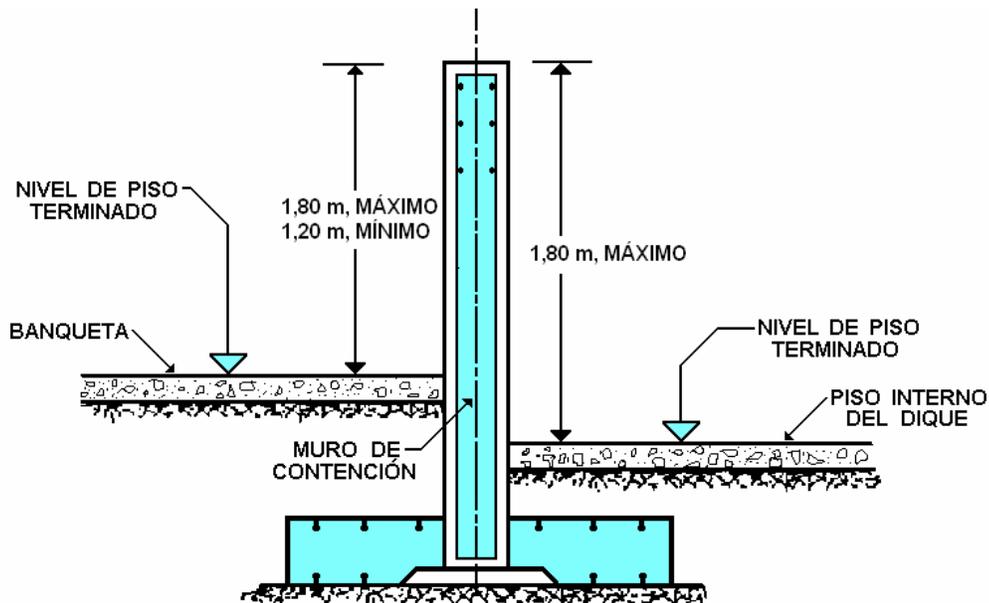


Figura 9. Muro de contención

- 3) La distancia mínima de los recipientes a los muros del dique de contención será de 1.0 metros o la mitad del diámetro del recipiente instalado y a 3.00 m del edificio más cercano, ubicado dentro de la propiedad, a los límites de propiedad o en relación con otro recipiente y, por ningún motivo, se permitirá que los diques de contención realicen la función de barda que limite la propiedad de las instalaciones.
- 4) La distancia mínima de pared a pared entre dos recipientes será la mitad del diámetro del recipiente de mayor diámetro, de acuerdo con NFPA.

- 5) Dentro de los diques de contención no deberá existir equipo eléctrico. Asimismo, las válvulas de entrada y salida de productos de los recipientes se deben localizar fuera del dique y ningún material combustible, contenedor o tanque portátil (de aire, extintores, etc.) deberá encontrarse en el interior del mismo.
- 6) La agrupación de los recipientes superficiales se realizará de acuerdo con las características del fluido.
- 7) Todo recipiente tendrá como mínimo un frente de ataque, es decir, debe estar localizado adecuadamente para permitir el acceso a través de una ruta de evacuación, para que en caso de siniestro se faciliten las operaciones de contra incendio.
- 8) Todos los recipientes instalados contarán con accesos, para lo cual se requerirá la instalación de plataformas, escaleras, barandales y pasarelas. Para el acceso del equipo portátil para mantenimiento, se deberá contar con rampas o escaleras.
- 9) El agua pluvial deberá evacuarse del dique de contención por medio de un registro situado en la parte más baja y por fuera del mismo. Deberá existir una inclinación uniforme del piso del dique, por lo menos el 1% de pendiente.
- 10) Se deberá disponer con una válvula ubicada en el registro, la cual estará normalmente cerrada y ser accesible en cualquier circunstancia.
- 11) El agua que sea evacuada del dique deberá ser canalizada hacia el drenaje aceitoso el cual contará con rejilla y trampa API.

I.10.1.2.2 Proyecto mecánico.

Suministro y colocación de los recipientes a presión. Se consideran recipientes sujetos a presión en esta instalación separadores, rectificador y equipo de deshidratación. Estos recipientes son suministrados por la compañía especializada o el fabricante de mismo que deberá efectuar las maniobras de acuerdo con las más estrictas normas de seguridad, para evitar situaciones de riesgo. El recipiente contará con silletas de acero estructural o concreto armado, debe estar protegido y asegurado de actos vandálicos, impactos por maquinaria, equipo pesado, vehículos y daños accidentales

Suministro, montaje, armado y soldado del tanque de almacenamiento. Las placas que conforman el fondo, cuerpo y techo del tanque deben ser maquilados y roladas en el taller del fabricante, conforme a la norma API-650. La placa, elementos estructurales, tubería, conexiones y bridas deben ser inspeccionadas y certificadas a su recepción e instalación en la obra.

Asimismo, se aplicará un sistema de protección anticorrosiva a base de recubrimiento epóxico, de acuerdo con las condiciones del ambiente y lugar (suelo, agua y nivel freático), donde se instale la instalación, los sistemas de protección anticorrosiva deben cumplir con los requisitos que se establecen en la norma ISO 12944-5 vigente, equivalente o aquel que lo sustituya.

En el fondo del tanque se aplicará un sistema de protección catódica que cumpla con lo establecido en los códigos NACE RP 0169, NACE RP 0285, NACE RP 0193, UL

1746 y API RP 1632 vigentes, equivalentes o aquellos que los sustituyan.

Los tanques serán diseñados para ser fabricado con soldadura por el proceso de arco fusión y las soldaduras deben estar sujetas a radiografía de acuerdo con la sección 6 de la norma API 650, asimismo como parte de las pruebas de verificación de construcción del tanque se llevará a cabo la prueba hidrostática, generando de todas las pruebas anteriores los registros correspondientes.

Instalación de accesorios.

- 1) Venteo normal. Los venteos normales de los recipientes deberán instalarse de acuerdo a los siguientes criterios: en hidrocarburos con temperatura de inflamación mayor a 60° C se utilizarán boquillas con válvula de venteo. Los hidrocarburos con temperatura de inflamación menor a 60° C deberán contar con válvulas de presión / vacío. El rango de temperatura de inflamación del hidrocarburo a manejar en esta instalación es de menos de 16 °C o mayor que 93°C, por consiguiente, se utilizarán boquillas con válvula de venteo.
- 2) Venteo de emergencia. Todos los recipientes deberán contar con una capacidad adicional de venteo con el fin de relevar la presión interna producida en caso de incendio. Para tal efecto, se instalarán una o varias válvulas de alivio. El registro pasa - hombre será del modelo que permita que su cubierta se levante cuando los recipientes estén expuestos a cualquier condición anormal de presión interna.
- 3) Dispositivos. Se utilizará una motobomba centrífuga a prueba de explosión, colocada sobre un contenedor de polietileno de alta densidad o fibra de vidrio que permita recuperar el hidrocarburo que se llegue a derramar.
- 4) Control de inventarios. El uso de este sistema es de gran importancia para prevenir sobrellenados, fugas y derrames de productos, permitiendo medir la existencia del hidrocarburo y será del tipo automatizado. Para instalar este dispositivo se colocará un tubo de acero al carbón de 2" de diámetro, cédula 40, desde el lomo del recipiente hasta el nivel de piso terminado. En el extremo superior del tubo se colocará una tapa y un registro para la interconexión del sistema de medición.
- 5) Entrada hombre. Estará localizada en el lomo del recipiente y su tapa se fijará herméticamente. Cuando el recipiente esté confinado se instalará para su acceso un contenedor con doble tapa que termine hasta el nivel de la loza superior. La tapa deberá ser de peso liviano para evitar lesiones al operario y su medida máxima será de 42". La entrada hombre será utilizada para la inspección y limpieza interior de los recipientes.

Instalación de tuberías. Los materiales utilizados en los sistemas de tuberías estarán certificados bajo normas, códigos o estándares aplicables y clasificados de acuerdo con su número, tipo y marca, y cumplirán con los criterios para contener posibles fugas, este sistema provee un espacio anular continuo para verificar las líneas en cualquier momento y contará con un sistema de control que detectará el hidrocarburo que se pudiera fugar.

Los codos, coples, "tees" y sellos flexibles, tanto primarios como secundarios, deberán ser los que indique el fabricante, para asegurar el correcto funcionamiento de los recipientes.

El proyecto e instalación de las tuberías será realizado por personal especializado. El fabricante de la tubería otorgará por escrito una garantía contra corrosión o defectos de fabricación y la actualización vigente anual.

El transporte de hidrocarburos está conformado por las tuberías, conexiones y accesorios existentes, requiriendo interconectar el cabezal de recolección con el ducto.

I.10.1.2.3 Proyecto sistema contraincendio.

Las instalaciones a cargo de Lifting de México cuentan de manera enunciativa mas no limitativa con los siguientes dispositivos de seguridad para la atención de emergencias:

Tabla 47. Extintores.

Tipo de extintor	Ubicación	Cantidad
Portátiles de PQS Tipo Carretilla 150 psi	Pasillo Área de bombas	2
Portátiles de PQS 20 psi.	Área de bombas	2
Portátiles de PQS Tipo Carretilla 150 psi	Área de Tanques	2
Portátiles de PQS 20 psi.	Área de Tanques	4
Portátiles de PQS Tipo Carretilla 150 psi	Área de Tanques y Separadores	4
Portátiles de PQS 20 psi.	Área de Tanques y Separadores	5
Portátiles de PQS 20 psi.	Caseta Operativa	1

Las instalaciones contarán de manera enunciativa mas no limitativa con los siguientes dispositivos de seguridad para la atención de emergencias:

- Sistema de comunicación vía teléfono e internet.
- Teléfonos de emergencia
- Extintores portátiles de PQS, Tipo Carretilla de 150 psi.
- Extintores portátiles de PQS, de 20 psi.
- Vehículos
- Sistema industrial fijo de detección de gases y fuego, alarmas y voceo.
- Equipo de primeros auxilios
- KIT para contención de derrames.
- Botiquín de primeros auxilios.
- Camilla rígida para trasporte de lesionados.
- Equipos de respiración autónoma (ERA)
- Detector multigases
- Sistema de alarma y voceo.
- Detector Multigases (O₂, LEL, H₂S, CO₂)

- Chalecos reflejantes.
- Equipo de protección personal (EPP) básico (lentes, tapones auditivos, guantes).
- Conos de viento

Alarmas sonoras

- Sirena rápida
- Corneta continua
- Sirena lenta temporal
- Sirena extremadamente rápida
- Corneta/intermitente/lenta

Alarmas audibles

- Un generador de tonos capaz de producir varios tonos o mensajes.
- Bocinas amplificadoras para reproducir los tonos.

Se contará con bocinas y altoparlantes que pueden emitir mensajes hablados.

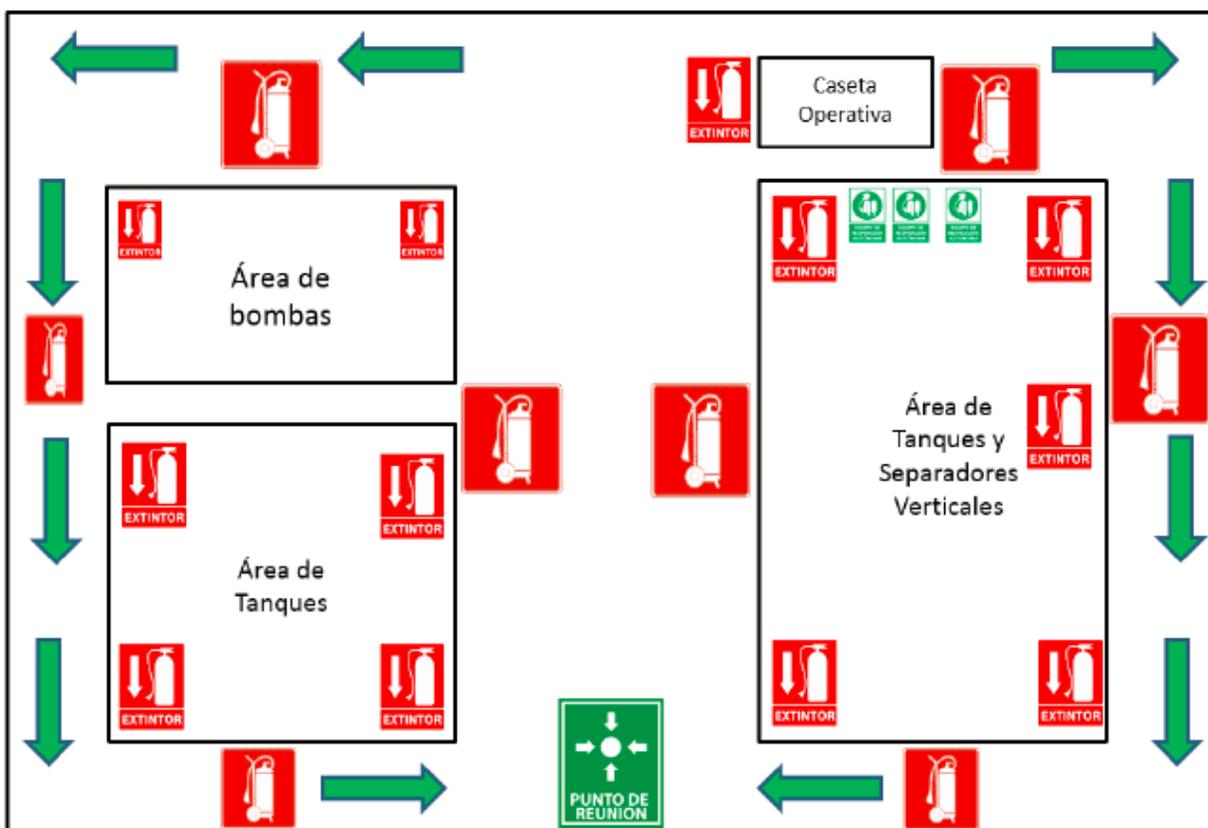


Figura 10. Ubicación de los extintores en la Batería de Separación.

I.11 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO.

I.11.1 Describir detalladamente el proceso por líneas de producción, reacciones principales y secundarias en donde intervienen materiales considerados de alto riesgo.

Dentro del paquete de instalaciones para el manejo de la producción otorgadas por la CNH a Lifting de México para su manejo se encuentran:

1. Batería de Separación Cuichapa 2
2. Estación de Compresoras Cuichapa (ECO)
3. Planta de Inyección de Agua Congénita Cuichapa (PIAC)

Estas instalaciones actualmente se encuentran operando, sin embargo, con el desarrollo de actividades de perforación dentro del campo, surge la necesidad de adecuar el proceso de separación, con la finalidad de aumentar la capacidad de la instalación y optimizar la separación de los productos extraídos a través de los pozos de producción.

El aumento de la producción requiere de mayor número de instalaciones por lo que se contempla la construcción la Batería de Separación Acalapa.

Por lo anterior el presente estudio contempla la modernización de la Batería de Separación Cuichapa. 2 y la construcción de la Batería de Separación Acalapa.

Las coordenadas de ubicación de la Batería de Separación Cuichapa. 2 se presentan a continuación.

Tabla 48. Coordenadas de la Batería de Separación a modernizar.

No.	Instalación	Vértice	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN. (INFORMACIÓN RESERVADA).
1	Batería de Separación Cuichapa 2	1	INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.
		2	
		3	
		4	
		5	

De manera preliminar se tiene la siguiente ubicación para el desarrollo de la Batería de Separación Acalapa.

Tabla 49. Coordenadas de la Batería de Separación Acalapa.

No.	Nomenclatura de la instalación	Vértice	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN. (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.
1	Batería de Separación Acalapa	1	
		2	
		3	
		4	
		5	
		6	

Considerando que el proceso de separación en ambas baterías será el mismo, con la diferencia del sistema de compresión que será ubicado en la Batería de Separación Cuichapa 2, se describirán de manera general los procesos para Batería de Separación y el Sistema de Compresión Gas.

BATERÍA DE SEPARACIÓN ACALAPA.

Descripción del proceso La Batería de Separación Acalapa tendrá como función principal la de recibir los hidrocarburos provenientes de los pozos, efectuar la separación de estos fluidos, medirlos, almacenarlos y enviarlos a las instalaciones de proceso como plantas deshidratadoras, refinerías, etc. La instalación recibirá la producción de los pozos a través de líneas de flujo o líneas de descarga, oleogasoductos o en su caso mediante la descarga de autotanques.

Líneas de flujo (LF) / líneas de descarga (LDD). Tienen su origen en la boca del pozo y su destino en el cabezal primario de llegada de pozos de la batería. Estas líneas están conectadas al cabezal primario en línea de grupo y de prueba mediante juego de válvulas que permiten flexibilidad en el manejo de la producción.

Las presiones de operación de estas líneas de escurrimiento varían entre los 12 y 7 kg/cm², dependiendo del sistema de producción artificial o las condiciones propias del yacimiento. Están conectadas al cabezal primario de recolección en las líneas de grupo y prueba, mediante una válvula de retención (check).

Esta válvula de retención tiene la finalidad de evitar un retroceso de los fluidos hacia la línea de flujo cuando esta se encuentra fuera de operación o por algún motivo el pozo ha dejado de descargar, como es el caso de los pozos que operan por el sistema de bombeo neumático.

Cabezal primario. Una vez que el hidrocarburo ha sido extraído del subsuelo, y transportado a través de las líneas de flujo de cada pozo, este llega al juego de válvulas ubicado en la central de recolección, llamado cabezal primario de llegada de pozos. En este punto, todos los fluidos (aceite, gas y agua), se recolectan a una presión promedio de 1.8 a 3 kg/cm², para ser enviados posteriormente al sistema de separación. Previo a la separación se inyectará el desemulsificante F-46.

Este juego de válvulas formado por dos cabezales uno de grupo de 8" Ø y otro de prueba de 4" Ø, la llegada de cada línea tiene una válvula de retención (check). El cabezal de prueba cuenta con válvulas de seccionamiento, y ambos cabezales cuentan con conexión con los separadores de grupo y prueba.

En este cabezal (prueba) se efectúan movimientos de válvulas para derivar la producción de un pozo para la medición individual, los cuales se efectúan de acuerdo con el procedimiento establecido.

Sistema de separación. Está conformado por un conjunto de separadores verticales cuya función es separar la fase líquida de la gaseosa, a una presión promedio de 3 kg/cm². Los fluidos separados son enviados al cabezal secundario.

Los separadores son equipos mecánicos, construidos en forma de tanques metálicos que sirven para separar los fluidos: gas, líquidos y sólidos en suspensión. Los separadores están diseñados para operar automáticamente en una amplia variedad de condiciones, ya que la producción de gas y aceite proveniente de los pozos varía en un amplio rango de periodos cortos de tiempo. Las descargas de gas y aceite se controlan automáticamente por medio de válvulas que operan según los cambios en las condiciones de presión, dentro del separador.

Principio de operación. La separación de la mezcla aceite-agua-gas, se lleva a cabo mediante el efecto combinado de cambios de velocidad, choque, volumen y efecto centrífugo. Los separadores están provistos en su interior de accesorios necesarios para que la mezcla de hidrocarburos sufra estos choques, expansiones y cambios de velocidad súbitas, para obtener una mejor y óptima separación de gas y aceite.

El sistema de la batería estará conformado por 6 separadores del tipo vertical, 3 de grupo bifásicos y 3 de prueba de tipo bifásicos. Asimismo, la segunda etapa del proceso de separación incluye un séptimo separador del tipo horizontal trifásico.

La función principal de los separadores será recibir la mezcla de aceite-agua-gas proveniente del cabezal de recolección primario. En cada separador se recibe un volumen determinado de la mezcla de hidrocarburos a una presión de 3 kg/cm², que es la presión a la que se separan la fase líquida de la gaseosa, a esta se le conoce como presión de separación.

Cuando el volumen de producción de hidrocarburos se separa en forma general, se utilizarán los separadores de grupo, los cuales recibirán el producto enviado del cabezal primario de recibo general y una vez hecha la separación, el gas se descargará al cabezal general de recibo de gas, y el líquido será descargado al cabezal secundario de recibo de líquidos.

Cuando se efectúa la medición de un pozo en particular, este tendrá que sacarse del cabezal primario de recibo general y desviar su flujo hacia el cabezal primario de

prueba, el cual deberá alinearse al separador de prueba que le corresponda según la sección del cabezal.

El sistema de separación de prueba es usado únicamente para medir la producción de cada pozo, sin embargo, también se aprovecha para producción cuando hay inventario, su funcionamiento es el mismo principio que los separadores de grupo.

Una vez efectuada la separación de las fases, el gas será descargado al cabezal de grupo de gas, no sin antes pasar por el sistema de medición. El líquido se descargará al cabezal secundario de prueba.

El sistema de control consistirá en válvulas de seguridad y controladores de nivel con calibración certificada.

Cabezal secundario de recibo de líquidos. Es un juego de válvulas que recibe del sistema de separación, los fluidos líquidos (aceite-agua), para enviarlos hacia el separador horizontal trifásico como segunda etapa del proceso de separación.

Sistema de deshidratación. La fase líquida (aceite-agua) producto de la separación en la segunda etapa de separación es conducida hacia el equipo deshidratador electrostático de crudo, en el cual se somete la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos. La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia. Como efecto final se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad. Obteniendo por un lado agua libre, gas y crudo con un porcentaje del 0.5% de sedimento y agua.

El agua se envía hacia el tanque de almacenamiento de agua congénita, el aceite es conducido hacia los tanques de almacenamiento y el gas hacia el rectificador vertical de gas de baja presión.

Cabezal de recibo de gas. Este cabezal, recibe también los fluidos que salen del sistema de separación, así como los del equipo de deshidratación electrostática, en la fase gaseosa, su función es recolectarlos, enviarlos al sistema de rectificación, a una presión promedio de 3 kg/cm².

Sistema de rectificación del gas. Recipiente que recibe el gas, producto de la separación, su función es eliminar los líquidos que pudieran ser arrastrados por el gas debido a ineficiencias en la separación, el rectificador operará a una presión promedio de 3 kg/cm². Una vez que el gas ha sido rectificado, es enviado al sistema de medición de gas.

El sistema de rectificación de gas está constituido por dos rectificadores tipo vertical de baja presión, en el cual el gas que llega del sistema de separación es recibido para

eliminar la porción de líquido arrastrado por el gas separado en el proceso anterior, como su nombre lo indica, aquí se efectúa un proceso de rectificación del gas, el cual consiste en eliminar el líquido de la fase gaseosa antes de enviarlo al siguiente proceso.

El proceso de rectificación se efectúa a una presión que varía en un rango de 1.8 a 3 kg/cm². El gas producto de la rectificación es enviado a través de un gasoducto hacia el sistema de compresión; el líquido recuperado es enviado hacia el cabezal de recolección de líquidos secundario.

Sistema de medición de gas. El volumen de gas recibido de rectificación es cuantificado en este sistema por medio de medidores de orificio a una presión que varía entre 1.7 y 1.9 kg/cm². En la instalación se contará con medidores de gas utilizados para verificar el volumen producido por el pozo y a su vez para medir el volumen de gas general manejado en la instalación.

Sistema de almacenamiento y medición de líquidos. Está conformada por tanques verticales construidos de acero y de cúpula fija, en estos tanques se recibe el volumen de aceite producto de la deshidratación, los hay de recibo general donde se mide la producción general de la instalación y los de medición individual, donde se mide la producción de un pozo en particular.

Esta batería contará con dos tanques de 500 bls nominales, que se utilizarán para la medición de pozos y dos tanques de 10,000 bls, para el recibo de la producción general. Una vez que la producción ha sido cuantificada, la mezcla es extraída de los tanques por medio del equipo de bombeo, para enviarlo mediante un oleoducto para entrega de producción en la instalación que corresponda.

Sistema de almacenamiento de agua congénita. Estará conformada por dos tanques verticales construido de acero y de cúpula fija con capacidad de 500 bls, en estos tanques se recibe el volumen de agua congénita producto de la separación deshidratación, la cual se envía por sistema de bombeo hacia la Planta de Inyección de Agua Cuichapa.

Almacenamiento de drenajes presurizados, drenajes atmosféricos. La instalación contará con tanques que almacenarán los líquidos de los drenes de los equipos presurizados y atmosféricos.

Sistema de bombeo. Estará formado por motobombas, de tipo reciprocante, accionadas por motores de combustión tipo dual de gas natural y diésel. La función principal de estas motobombas es la de extraer el aceite de los tanques de almacenamiento general, a una presión de bombeo (promedio) de 12 kg/cm² y transportarlo a través del oleoducto hacia la Batería de Separación Cuichapa 2.

BATERÍA DE SEPARACIÓN CUICHAPA 2.

Actualmente la batería, recibe la mezcla de hidrocarburos de los pozos que se encuentran operando dentro del CCP. El sistema de separación consistente en separadores de grupo verticales y de un rectificador de gas vertical donde se obtiene una corriente de gas la cual es derivada hacia la trampa de diablos y una corriente de líquidos, la cual es transportada hacia los tanques de almacenamiento para ser succionado por la bomba y enviado hacia la trampa de diablos. Así también la producción proveniente de los pozos puede ser recibida por los cabezales de prueba de 4" Ø y aforada mediante los separadores de prueba y posteriormente redireccionarla hacia los cabezales de producción.

El líquido separado es enviado por medio de un ducto de 8" Ø el cual se interconecta con la línea de líquido que proviene del campo Lacamango recorriendo 8 km con dirección a la planta deshidratadora Ágata. El gas separado es enviado por medio de un gasoducto de 16" Ø el cual se interconecta con la línea de gas que proviene del campo Lacamango, recorriendo 1.6 km con dirección a la estación de compresoras.

Modernización. La modernización de la Batería Cuichapa 2, consistirá en la implementación de mayor infraestructura, así como incluir dentro de ella, parte del proceso que actualmente se lleva a cabo en otras instalaciones fuera de del CCP. Contempla implementar un equipo deshidratador, para separar el agua contenida en la mezcla, así como también, un Sistema de Compresión de Gas, para el cual se pretende trasladar el equipo en buen estado de la Estación de Compresión a la batería.

Descripción del proceso. La Batería de Separación Cuichapa 2 tiene como función principal la de recibir los hidrocarburos provenientes de los pozos, efectuar la separación de estos fluidos, medirlos, almacenarlos y enviarlos a las instalaciones de proceso como plantas deshidratadoras, refinerías, etc. La instalación recibirá la producción de los pozos a través de líneas de flujo o líneas de descarga, oleogasoductos o en su caso mediante la descarga de autotanques.

Líneas de flujo (LF) / líneas de descarga (LDD). Estas líneas están conectadas al cabezal primario en línea de grupo y de prueba mediante juego de válvulas que permiten flexibilidad en el manejo de la producción.

Las presiones de operación de estas líneas de escurrimiento varían entre los 12 y 7 kg/cm², dependiendo del sistema de producción artificial o las condiciones propias del yacimiento. Están conectadas al cabezal primario de recolección en las líneas de grupo y prueba, mediante una válvula de retención (check).

Esta válvula de retención tiene la finalidad de evitar un retroceso de los fluidos hacia la línea de flujo cuando esta se encuentra fuera de operación o por algún motivo el pozo ha dejado de descargar, como es el caso de los pozos que operan por el sistema de bombeo neumático.

Cabezal primario. Una vez que el hidrocarburo ha sido extraído del subsuelo, y transportado a través de las líneas de flujo de cada pozo, este llega al juego de válvulas ubicado en la central de recolección, llamado cabezal primario de llegada de pozos. En este punto, todos los fluidos (aceite, gas y agua), se recolectan a una presión promedio de 1.8 a 3 kg/cm², para ser enviados posteriormente al sistema de separación. Previo a la separación se inyectará el desemulsificante F-46.

Este juego de válvulas formado por dos cabezales uno de grupo de 8" Ø y otro de prueba de 4" Ø, la llegada de cada línea tiene una válvula de retención (check). El cabezal de prueba cuenta con válvulas de seccionamiento, y ambos cabezales cuentan con conexión con los separadores de grupo y prueba.

Sistema de separación. Está conformado por un conjunto de separadores verticales cuya función es separar la fase líquida de la gaseosa, a una presión promedio de 3 kg/cm². Los fluidos separados son enviados al cabezal secundario.

Los separadores son equipos mecánicos, construidos en forma de tanques metálicos que sirven para separar los fluidos: gas, líquidos y sólidos en suspensión. Los separadores están diseñados para operar automáticamente en una amplia variedad de condiciones, ya que la producción de gas y aceite proveniente de los pozos varía en un amplio rango de periodos cortos de tiempo. Las descargas de gas y aceite se controlan automáticamente por medio de válvulas que operan según los cambios en las condiciones de presión, dentro del separador.

Principio de operación. La separación de la mezcla aceite-agua-gas, se lleva a cabo mediante el efecto combinado de cambios de velocidad, choque, volumen y efecto centrífugo. Los separadores están provistos en su interior de accesorios necesarios para que la mezcla de hidrocarburos sufra estos choques, expansiones y cambios de velocidad súbitas, para obtener una mejor y óptima separación de gas y aceite.

El sistema de la batería estará conformado por 6 separadores del tipo vertical, 3 de grupo bifásicos y 3 de prueba de tipo bifásicos. Asimismo, la segunda etapa del proceso de separación incluye un séptimo separador del tipo horizontal trifásico.

La función principal de los separadores es recibir la mezcla de aceite-agua-gas proveniente del cabezal de recolección primario. En cada separador se recibe un volumen determinado de la mezcla de hidrocarburos a una presión de 3 kg/cm², que es la presión a la que se separan la fase líquida de la gaseosa, a esta se le conoce como presión de separación. Cuando el volumen de producción de hidrocarburos se separa en forma general, se utilizarán los separadores de grupo, los cuales recibirán el producto enviado del cabezal primario de recibo general y una vez hecha la separación, el gas se descargará al cabezal general de recibo de gas, y el líquido será descargado al cabezal secundario de recibo de líquidos.

Cuando se efectúa la medición de un pozo en particular, este tendrá que sacarse del

cabezal primario de recibo general y desviar su flujo hacia el cabezal primario de prueba, el cual deberá alinearse al separador de prueba que le corresponda según la sección del cabezal. El sistema de separación de prueba es usado únicamente para medir la producción de cada pozo, sin embargo, también se aprovecha para producción cuando hay inventario, su funcionamiento es el mismo principio que los separadores de grupo.

Una vez efectuada la separación de las fases, el gas será descargado al cabezal de grupo de gas, no sin antes pasar por el sistema de medición. El líquido se descargará al cabezal secundario de prueba. El sistema de control consistirá en válvulas de seguridad y controladores de nivel con calibración certificada.

Cabezal secundario de recibo de líquidos. Es un juego de válvulas que recibe del sistema de separación, los fluidos líquidos (aceite-agua), para enviarlos hacia el separador horizontal trifásico como segunda etapa del proceso de separación, este equipo se instalará como parte de la modernización de la Batería de Separación Cuichapa 2.

Sistema de deshidratación. La fase líquida (aceite-agua) producto de la separación en la segunda etapa de separación es conducida hacia el equipo deshidratador electrostático de crudo, en el cual se somete la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos. La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia. Como efecto final se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad. Obteniendo por un lado agua libre, gas y crudo con un porcentaje del 0.5% de sedimento y agua.

El agua se envía hacia el tanque de almacenamiento de agua congénita, el aceite es conducido hacia los tanques de almacenamiento y el gas hacia el rectificador vertical de gas de baja presión.

Cabezal de recibo de gas. Este cabezal, recibe también los fluidos que salen del sistema de separación, así como los del equipo de deshidratación electrostática, en la fase gaseosa, su función es recolectarlos, enviarlos al sistema de rectificación, a una presión promedio de 3 kg/cm².

Sistema de rectificación del gas. Recipiente que recibe el gas, producto de la separación, su función es eliminar los líquidos que pudieran ser arrastrados por el gas debido a ineficiencias en la separación, el rectificador operará a una presión promedio de 3 kg/cm²; una vez que el gas ha sido rectificado, es enviado al sistema de medición de gas.

El sistema de rectificación de gas está constituido por dos rectificadores tipo vertical de baja presión, en el cual el gas que llega del sistema de separación es recibido para

eliminar la porción de líquido arrastrado por el gas separado en el proceso anterior, como su nombre lo indica, aquí se efectúa un proceso de rectificación del gas, el cual consiste en eliminar el líquido de la fase gaseosa antes de enviarlo al siguiente proceso.

El proceso de rectificación se efectúa a una presión que varía en un rango de 1.8 a 3 kg/cm². El gas producto de la rectificación es enviado, a través de ductos hacia el sistema de compresión, el líquido recuperado es enviado hacia el cabezal de recolección de líquidos secundario. Actualmente se cuenta con un rectificador se instalará uno más.

Sistema de medición de gas. El volumen de gas recibido de rectificación es cuantificado en este sistema por medio de medidores de orificio a una presión que varía entre 1.7 y 1.9 kg/cm². En la instalación se contará con medidores de gas utilizados para verificar el volumen producido por el pozo y a su vez para medir el volumen de gas general manejado en la instalación.

Sistema de almacenamiento y medición de líquidos. Está conformada por tanques verticales construidos de acero y de cúpula fija, en estos tanques se recibe el volumen de aceite producto de la deshidratación, los hay de recibo general donde se mide la producción general de la instalación y los de medición individual, donde se mide la producción de un pozo en particular.

Esta batería cuenta actualmente con dos tanques de 500 bls nominales, que se utilizan para la medición de pozos y un tanque de 10,000 bls, para el recibo de la producción general, se instalará un segundo tanque con capacidad de 10,000 bls. Una vez que la producción ha sido cuantificada, la mezcla es extraída de los tanques por medio del equipo de bombeo, para enviarlo mediante un oleoducto para entrega de producción en la Planta Deshidratadora Ágata.

Sistema de almacenamiento de agua congénita. Estará conformada por dos tanques verticales construido de acero y de cúpula fija con capacidad de 500 bls, en estos tanques se recibe el volumen de agua congénita producto de la separación deshidratación, la cual se enviará mediante un saloducto hacia la Planta de Inyección de Agua Cuichapa.

Almacenamiento de drenajes presurizados, drenajes atmosféricos La instalación contará con tanques que almacenarán los líquidos de los drenes de los equipos presurizados y atmosféricos.

Sistema de bombeo. Está formado por motobombas, de tipo reciprocante, accionadas por motores de combustión tipo dual de gas natural y diésel. La función principal de estas motobombas es la de extraer el aceite de los tanques de almacenamiento general, a una presión de bombeo (promedio) de 12 kg/cm² y transportarlo a través del oleoducto hacia la planta Ágata.

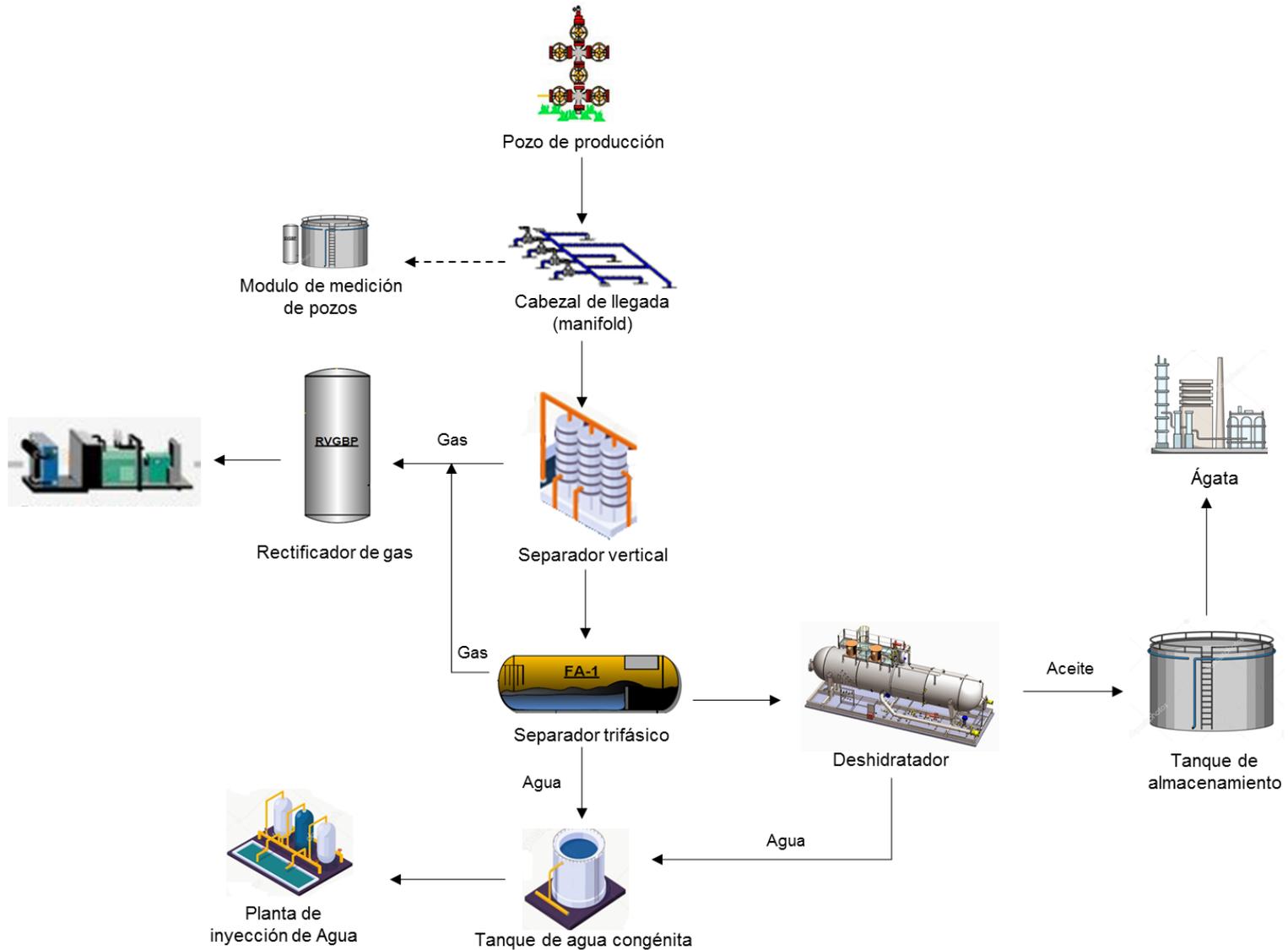


Figura 11. Diagrama de bloques. Baterías de Separación Acalapa y Cuichapa 2

Sistema de Compresión de Gas. El Sistema de compresión a ubicar dentro de la superficie actual de la Batería de Separación Cuichapa 2, recibirá el gas que ha sido previamente separado del crudo y rectificado con origen en la Batería de Separación Cuichapa 2, Batería Acalapa, así como el de los Campos Lacamango y Moloacán.

Separadores de succión. Antes de pasar al proceso de compresión, el gas entrará a un separador de succión, son recipientes cuya función es recuperar los líquidos que hayan quedado remanentes en la corriente de gas antes de entrar al cabezal de succión de los motocompresores. Están equipados con válvula y control de nivel para el desalojo de los líquidos, así como también con válvula de seguridad e indicadores de presión y temperatura. Los líquidos recuperados en el separador son dirigidos al cabezal de drenaje cerrado.

Motocompresores. Para manejar el gas que proviene del cabezal de succión se contará con cuatro unidades reciprocantes. El equipo reciprocante consiste en compresores accionados por motores de combustión interna cuyo combustible es el gas natural, su instrumentación y dispositivos de protección son de tipo mecánico-neumático, el encendido es auto suministrado por medio de generadores de pulsos eléctricos acoplados por medio de engranes y/o cadenas al cigüeñal. Los motocompresores descargan el gas a alta presión en el cabezal de descarga que se dirige hacia la red de bombeo neumático, de este cabezal se toma gas a alta presión que es regulado para ser usado como gas combustible de los motocompresores, los cuales se alimentan a través del cabezal de gas combustible. Los motocompresores cuentan internamente con sistemas de regulación y válvulas de seguridad correspondientes las cuales en caso de seguridad dirigen el gas al cabezal de desfogue que se conecta al quemador.

Separador de condensados. Los motocompresores cuentan como parte del proceso con separación de los condensados de gas entre cada etapa de compresión los cuales son dirigidos al cabezal de drenaje cerrado que es separado en el Separador de Condensados el cual regula la presión de estos líquidos para dirigirlos entonces al tanque de almacenamiento de condensados. Los cabezales de gas combustible, descarga y succión cuentan adicionalmente con sistemas de válvulas de control por sobrepresión y paro las cuales en caso necesario desfogan el gas al cabezal de desfogue a quemador.

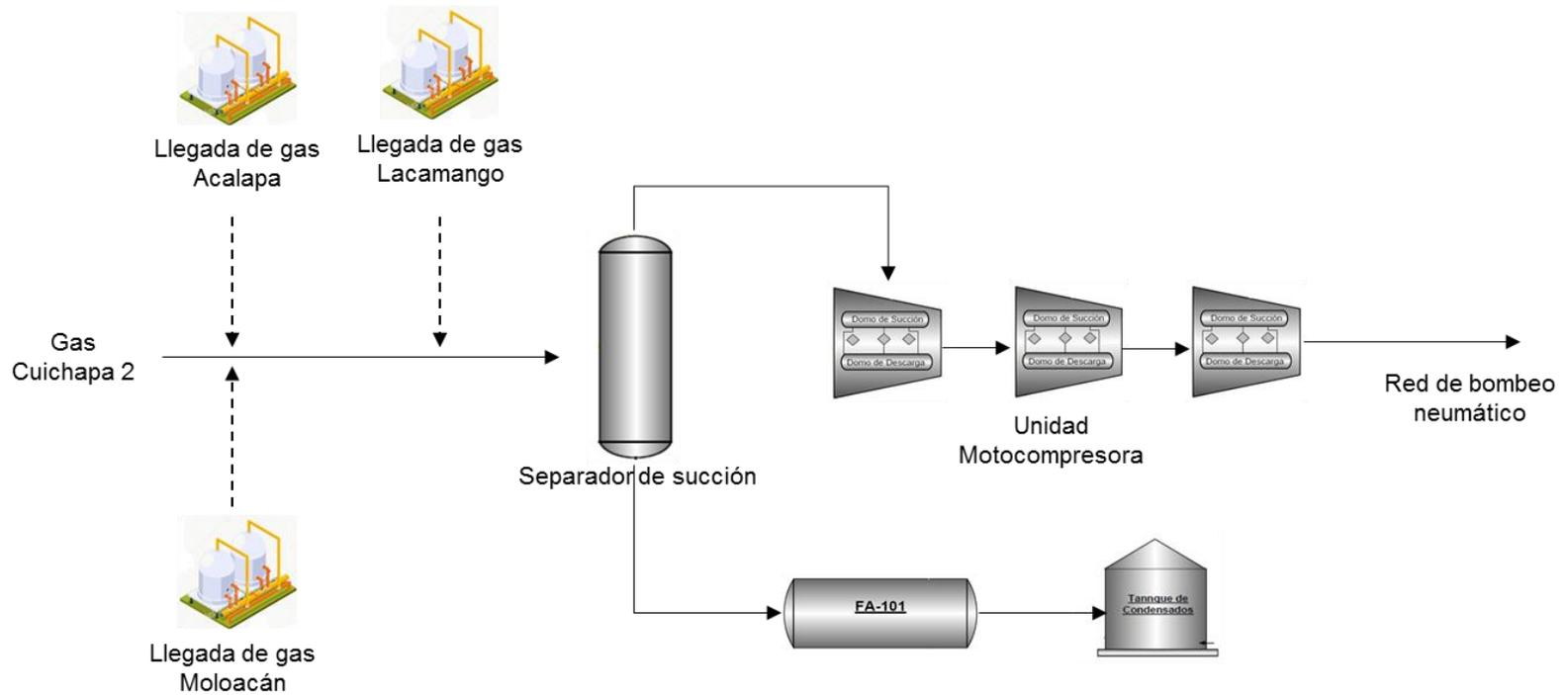


Figura 12. Diagrama de bloques. Sistema de Compresión de Gas.

I.11.2 Listar todas las materias primas, productos, y subproductos manejados en el proceso, señalando aquellas que se encuentren en los Listados de Actividades Altamente Riesgosas.

Las Baterías de Separación tienen como objetivo la separación, almacenamiento y transporte del hidrocarburo, agua y gas, resultantes de la separación de la mezcla proveniente de los pozos productivos.

Las dos baterías que se analizan en este proyecto comparten las mismas características de operación y sustancias a manejar, por lo tanto, para no ser repetitivos, la información presentada a continuación aplicará para la Batería de Separación Acalapa y la Batería de Separación Cuichapa 2.

Las características CRETI de las sustancias manejadas en la batería se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 50. Características CRETI de las sustancias a manejar.

Sustancia	Densidad gr/cm ³	Estado físico	Cantidad máxima de almacenamiento	Tipo de almacenamiento	Características CRETI ¹				
					C	R	E	T	I
Mezcla de hidrocarburo	0.870	Líquido-gas	--	Proceso continuo				x	x
Aceite	0.8886	Líquido	20,000 BLS	Tanques de almacenamiento				x	x
Gas natural (metano)	0.61*	Gas	--	Proceso continuo			x		x
Agua	0.997	Líquido	1000 BLS	Tanques de almacenamiento					

¹ Características de peligrosidad: C: corrosivo; R: reactivo; E: Explosivo; T: toxico. I: inflamable.

*Densidad relativa a 15.5°C.

Nota: La mezcla de hidrocarburo y el gas natural no se almacenan.

Aunque el aceite a manejar no se encuentra dentro de los listados de actividades altamente riesgosas bajo la premisa de que el aceite ligero de 32° API contiene compuestos formados por sustancias como metano, etano, entre otros, enunciadas en el Primer y Segundo listado, la actividad a desarrollar en el Proyecto se considera altamente riesgosa.

En la siguiente tabla se enlistan los componentes que forman parte de las sustancias manejadas dentro del proceso de la batería.

Tabla 51. Composición de las sustancias a manejar.

Propiedad	Unidades	Mezcla	Gas	Aceite	Agua
H ₂ O	% mol	58.040	1.20	45.640	100.00
N ₂	% mol	0.190	0.55	0.000	0.00
CO ₂	% mol	0.060	0.17	0.000	0.00
C ₁	% mol	27.370	78.12	0.560	0.00
C ₂	% mol	3.660	10.25	0.550	0.00
C ₃	% mol	2.010	5.35	1.060	0.00

Propiedad	Unidades	Mezcla	Gas	Aceite	Agua
I-Butano	% mol	0.330	0.78	0.380	0.00
Butano	% mol	0.810	1.82	1.270	0.00
I-Pentano	% mol	0.310	0.52	0.900	0.00
C5	% mol	0.330	0.50	1.160	0.00
C6	% mol	0.470	0.35	2.520	0.00
Mciclo-C5	% mol	0.060	0.04	0.330	0.00
Benceno	% mol	0.010	0.00	0.040	0.00
Ciclo-hexano	% mol	0.030	0.01	0.230	0.00
C7	% mol	0.420	0.17	2.660	0.00
Miciclo-C6	% mol	0.080	0.02	0.530	0.00
Tolueno	% mol	0.040	0.00	0.250	0.00
C2-Benceno	% mol	0.040	0.00	0.270	0.00
MP-Xileno	% mol	0.090	0.01	0.640	0.00
O-Xileno	% mol	0.030	0.00	0.200	0.00
C8	% mol	5.620	0.14	40.810	0.00
Total	% mol	100	100	100	100

Fuente: Balance de materia y energía. Diagrama de Flujo de Proceso D-CUICH-A-15-10 (2-2) Rev.0

En el caso del sistema de compresión la sustancia a manejar es gas natural (metano). Asimismo, al tratarse de un proceso continuo donde el objetivo es aumentar la presión, el gas no requiere de recipientes para almacenarse, ya que una vez que se aumenta la presión por la acción de los compresores, este fluye a través de tuberías.

I.11.3 Almacenamiento.

Las características de los recipientes donde se almacenarán los productos manejados en el batería de separación se muestran a continuación.

Tabla 52. Recipientes de almacenamiento. Batería de Separación.

Equipo	Descripción	Tipo	Altura metros	Ø metros	Capacidad BIs	Dispositivos de seguridad	Localización
TV-1A TV-2A	Tanque de almacenamiento de aceite crudo.	Cúpula fija	12	13.00	10,000	- Válvulas de presión y vacío. - Instrumentación para medición de nivel y temperatura. - Dique de contención.	Área de tanques.
TV-1 TV-2	Tanque de almacenamiento de aceite de prueba	Cúpula fija	5.4	4.58	500	- Válvulas de presión y vacío. - Instrumentación para medición de nivel y temperatura. - Dique de contención.	Área de tanques y separadores verticales.
TV-3 TV-4	Tanque de almacenamiento de agua congénita	Cúpula fija	5.4	4.58	500	- Válvula de alivio. - Medidor de nivel. - Dique de contención.	Área de tanques y separadores verticales.

I.11.4 Equipos de proceso y auxiliares.

- Batería de Separación

El equipo principal de proceso para la operación de la batería de separación es el siguiente:

Tabla 53. Características del separador vertical de prueba y de grupo de baja presión. Batería de Separación.

Equipo	Tipo	Capacidad (m ³)	Longitud metros	Ø metros	Condiciones de operación	
					Presión kg/cm ²	Temperatura °C
SVPBP	Vertical bifásico	1.42	3.75	0.760	3	32
SVGBP	Vertical bifásico	2.11	3.75	0.920	3	32

SVPBP= Separador vertical de prueba de baja presión, la instalación contará con tres equipos SVPBP 1/2/3
SVGBP= Separador horizontal de grupo de baja presión la instalación contará con tres equipos SVGBP 1/2/3

Tabla 54. Características del separador horizontal. Batería de Separación.

Equipo	Tipo	Capacidad (BPD)	Longitud metros	Ø metros	Condiciones de operación	
					Presión kg/cm ²	Temperatura °C
FA-1	Horizontal trifásico	10,000	7.5	2.4	3	32

SHGBP= Separador horizontal de grupo de baja presión.

Tabla 55. Características del equipo de deshidratación. Batería de Separación.

Equipo	Tipo	Capacidad (BPD)	Longitud metros	Ø metros	Condiciones de operación	
					Presión kg/cm ²	Temperatura °C
FA-2	Horizontal	10,000	7.5	2.4	3	49

FA-2= Deshidratador electrostático de crudo.

Tabla 56. Características del rectificador vertical de gas de baja presión. Batería de Separación.

Equipo	Tipo	Capacidad (m ³)	Longitud (metros)	Ø (metros)	Condiciones de operación	
					Presión kg/cm ²	Temperatura °C
RVGBP	Vertical	12.14	5.60	1.83	3	32

RVGBP= Rectificador vertical de gas de baja presión.

Tabla 57. Características de los tanques de almacenamiento. Batería de Separación.

Equipo	Tipo	Altura metros	Ø metros	Función	Capacidad BIs	Presión	Temperatura °C
TV-1A	Cúpula fija	12	13.00	Almacenamiento	10,000	Atmosférica	32
TV-2A	Cúpula fija	12	13.00	Almacenamiento	10,000	Atmosférica	32
TV-1	Cúpula fija	5.4	4.58	Medición	500	Atmosférica	32
TV-2	Cúpula fija	5.4	4.58	Medición	500	Atmosférica	32

Tabla 58. Características del tanque de almacenamiento de agua congénita. Batería de Separación.

Equipo	Tipo	Altura metros	Ø metros	Función	Capacidad Bls	Presión	Temperatura °C
TV-3/4	Cúpula fija	5.4	4.58	Almacenamiento	500	Atmosférica	32

- Sistema de Compresión de gas.

El equipo principal de proceso para la operación Sistema de Compresión de Gas es el siguiente:

Tabla 59. Características del separador de succión.

Equipo	Tipo	Capacidad (m³)	Longitud metros	Ø metros	Condiciones de operación	
					Presión kg/cm²	Temperatura °C
FA-100	Vertical	12.14	5.6	1.83	3	32

FA-100= Separador de gas de succión

Tabla 60. Características del motocompresor.

Equipo	Tipo	Capacidad MMPCD	Longitud metros	Altura metros	Condiciones de operación	
					Presión kg/cm²	Temperatura °C
MC	Reciprocante	5	6.0	1.08	60	48

MC= Motocompresor de gas Se contarán con 4 motocompresores MC-1/2/3/4.

Tabla 61. Características del separador de condensados.

Equipo	Tipo	Capacidad (m³)	Longitud metros	Ø metros	Condiciones de operación	
					Presión kg/cm²	Temperatura °C
FA-101	Vertical	0.5	1.2	0.75	5	32

FA-101= Separador de condensados.

Servicios auxiliares

Almacenamiento de drenajes presurizados, drenajes atmosféricos. La instalación contará con tanques que almacenarán los líquidos de los drenes de los equipos presurizados y atmosféricos.

Tabla 62. Características de los tanques de almacenamiento de drenajes presurizados y atmosféricos.

Equipo	Tipo	Altura metros	Ø metros	Función	Capacidad Bls	Presión Kg/cm²	Temperatura °C
TV-6	Cúpula fija	2.4	2.3	Almacenamiento	50	3	32
TV-7	Cúpula fija	2.4	2.3	Almacenamiento	50	Atmosférica	32

Desfogue de hidrocarburos. Se diseñará e instalará un sistema de desfogue que protegerá a las instalaciones por eventos de sobrepresión en los equipos. Este sistema enviará el flujo relevado hacia el quemador de fosa ecológico.

Dentro de la modernización de la Batería de Separación Cuichapa 2, se considera la instalación de un quemador de fosa ecológico el cual operará como salvaguarda de seguridad; inicialmente se utilizará para desfogue de gas producido en la Batería de Separación Cuichapa 2, posteriormente recibirá el desfogue de la Batería de Separación Acalapa.

El quemador será de tipo encendido electrónico automático mediante la detección de flujo a través de un sistema de medición incorporado el cual al detectar flujo mandará la señal al sistema de encendido electrónico para la ignición del quemador. Contará con un recipiente de recuperación de líquidos (FA-200) para captar los condensados en la línea a quemador y retornarlos a la Batería de Separación Cuichapa 2 hacia el sistema de drenaje cerrado.

Quemador de fosa. Es recomendable para quemar desechos líquidos o gaseosos y estará colocado de tal manera que no interfiera con equipos, líneas subterráneas o áreas de instalaciones existentes en las inmediaciones de dichas áreas, permitiendo una adecuada operación y el mejor aprovechamiento de la geografía y los niveles en el terreno y la dirección de los vientos dominantes, tendrá una capacidad de quema de 40 MMPCD con sistema de encendido automático.

Tabla 63. Características del quemador de fosa ecológico.

Equipo	Tipo	Altura metros	Condiciones de operación		Flujo MMPCD
			Mínima kg/cm ²	Máxima kg/cm ²	
CB-100	Fosa	2	0.5	1.5	40

CB= Quemador de fosa tipo ecológico

Separador de desfogue. Es un equipo que su función es la recuperación de líquidos dentro de los cuales se encuentran los condensados, las características son las siguientes:

Tabla 64. Características del separador de desfogue.

Equipo	Tipo	Longitud metros	Ø metros	Condiciones de operación		Temperatura °C
				Mínima kg/cm ²	Máxima kg/cm ²	
FA-200	Horizontal	6.096	2.5	1.35	3.35	32

FA-200= Separador de desfogue.

Agua de servicios. Se diseñará e instalará un sistema de agua de servicios. Los principales consumos considerados son, agua para el deshidratador, agua para red contra incendio en su caso, servicio de agua en la Batería de Separación y servicio de agua en la caseta de operadores.

Tabla 65. Características de los recipientes de almacenamiento del agua para servicios.

Descripción	Tipo	Volumen m ³
Tanque de agua para servicios	Horizontal	40

Sistema de drenaje. La batería de separación contará con un sistema de drenaje que servirá para coleccionar aguas pluviales, sanitarias y aceitosas.

I.11.5 Pruebas de verificación.

Las pruebas no destructivas que se pueden realizar al equipo en el mantenimiento mayor se enlistan a continuación de manera enunciativa más no limitativa:

Pruebas hidrostáticas. Este tipo de pruebas se realiza a los aparatos construidos para operar a una presión superior a la atmosférica o sometido a vacío, cuya finalidad es detectar cualquier posible fuga. La presión puede ejercerse sobre la superficie interior, la exterior y/o los componentes del equipo. Dicha presión puede provenir de fuentes externas o mediante la aplicación de calor, desde una fuente directa, indirecta o cualquier combinación de estas.

Las pruebas hidrostáticas, que se realizan a los equipos cumplen con una revisión periódica por personal calificado sin exceder 5 años entre pruebas, estas pruebas son efectuadas con apego a los requisitos de la NOM-020-STPS-2011 y otras normas nacionales y/o internacionales.

Radiografiado. Es un método que utiliza la radiación ionizante de alta energía que, al pasar a través de un material sólido, parte de su energía es atenuada debido a diferencias de espesores densidad o presencia de discontinuidades.

Las variaciones de atenuación o absorción son detectadas y registradas en una película radiográfica o pantalla fluorescente obteniéndose una imagen de la estructura interna de una pieza o componente.

El principio básico de la inspección radiográfica. Se basa en la propiedad que poseen los materiales de atenuar o absorber parte de la energía de radiación cuando son expuestos a esta.

Se llevará a cabo con la selección de uno o varios especímenes dentro de un lote de uniones soldadas de acuerdo a criterios establecidos y se procederá a realizar la inspección, calificando el procedimiento de soldadura y al soldador inicialmente (API 1104 y ASME IX).

Protección o mantenimiento anticorrosivo. Este mantenimiento anticorrosivo se aplica sobre la superficie con la finalidad de proteger de la acción de corrosión, dicho material se considera una dispersión relativamente estable de un pigmento finamente dividido, en una solución de resina y aditivos.

Su composición o formulación debe ser tal forma que al ser aplicada una capa delgada sobre un sustrato metálico, sea capaz de formar una película seca uniforme que actúe como una barrera flexible, adherente y con máxima eficiencia de protección contra la corrosión; la durabilidad de la película depende fundamentalmente de su resistencia al medio corrosivo y de la facultad de permanecer adherida al sustrato metálico.

La eficiencia de protección contra la corrosión además de considerar los factores anteriores depende de la habilidad de la película de recubrimiento para impedir el acceso de los agentes corrosivos al sustrato metálico.

Medición de espesores con ultrasonido. La medición ultrasónica se utiliza para determinar el espesor real de tuberías, placas, piezas de fundición, etc. Se hace mediante la técnica pulso-eco de contacto directo utilizando transductores de diferentes frecuencias según corresponda.

Se emplea principalmente en tuberías y tanques que están sujetos a corrosión y/o erosión, es decir a la pérdida de material que va disminuyendo el espesor de la pared y que puede llegar a condiciones críticas. El espesor mínimo admisible de una tubería y/o tanque lo determinan las normas ASME y API según la aplicación y dependiendo de las características físicas y de los procedimientos de construcción.

La precisión del equipo de medición puede ser de hasta $\pm 0,02$ mm considerando una temperatura superficial de entre - 10 a + 50 °C.

La inspección consiste en tomar un muestreo de puntos de medición en diferentes zonas y niveles accesibles de los equipos a inspeccionar.

Debido a que, en la zona del proyecto el aceite producido contiene alto contenido de sal, es necesario tratar continuamente los pozos con la unidad de aceite caliente y desplazar las líneas de descarga con agua, además de utilizar inhibidores y aditivos, para evitar incrustaciones de sal en la tubería de producción y posibles obturamientos de las líneas de escurrimiento que restringen el área de flujo.

I.12 CONDICIONES DE OPERACIÓN.

I.12.1 Describir las condiciones de operación de la planta (flujo, temperaturas y presiones de diseño y operación), así como el estado físico de la(s) sustancia(s).

Las Baterías de Separación Cuichapa 2 y Acalapa, comparten las mismas condiciones de operación. Por lo tanto, la siguiente descripción aplica para las dos instalaciones.

La mezcla de hidrocarburo provenientes de los pozos llega al cabezal primario a una presión de 1.8 a 3 kg/cm². Los equipos de separación como los separadores verticales, rectificador, separador trifásico, y deshidratador operan a 3 kg/cm² y a una temperatura de 32°C con excepción del deshidratador cuya temperatura de operación será de 49°C. Por otra parte, los tanques de almacenamiento operan a presión atmosférica y 32 °C.

El Sistema de Compresión de Gas ubicado dentro de la Batería de Separación Cuichapa 2, contempla los motocompresores que aumentan la presión de 1.5 hasta llegar a 58.7 kg/cm².

De acuerdo con la naturaleza de las operaciones de las Baterías de Separación y del sistema de compresión se identifican en la siguiente tabla los estados físicos y condiciones de las corrientes de proceso en general.

Tabla 66. Estado físico de corrientes de proceso.

Corriente de proceso	Estado físico	Presión kg/cm ²	Temperatura °C
Llegada de mezcla de hidrocarburo	Mezcla liquido-gas	3	32
Separación (fondo)	Líquido	3	32
Separación (domo)	Gas	3	32
Rectificación	Gas	3	32
Deshidratación	Líquido	3	49
Almacenamiento de crudo	líquido	atmosférica	32
Compresión de gas	Gas	1.5 a 58.7	48

Para mayor de detalle acerca del proceso y las condiciones de operación de la Batería de Separación y del sistema de compresión, se presenta el Diagrama de Flujo de Procesos (DFP) y el Diagrama de Tubería e Instrumentación (DTI).

Anexo 8. Diagrama de Flujo de Procesos. Batería de Separación.

I.12.2 Especificación del cuarto de control.

Se dispondrá de una caseta para el personal operativo de la instalación, la cual contará con aire acondicionado, radio de comunicación, botiquín de primeros auxilios, camilla, así como el equipo de respiración autónomo.

I.12.3 Sistemas de aislamiento.

En todos los equipos de proceso y tanques de almacenamiento de la Batería de Separación se instalarán sistemas de aislamiento mediante válvulas de control, válvulas de seguridad.

Los tanques de almacenamiento contarán con diques de contención adecuados para la capacidad de los mismos, así como con una geomembrana de protección, como sistema de aislamiento para confinar los derrames; se contará además con un sistema de drenaje de aceitoso en toda la instalación.

Los muros, edificios (caseta del operador, cobertizo de bombas, almacén, bodegas, etc.) se construirán con materiales resistentes al fuego.

Todo el sistema eléctrico y de iluminación, así como la identificación y prueba de todos los circuitos, equipos y componentes del sistema eléctrico cumplirán con los requerimientos establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas NOM-001-SEDE-2012 "Instalaciones Eléctricas (Utilización)" o aquella que la modifique o sustituya.

Para determinar el nivel o el grado de protección que se requiere en una instalación; se definirán primero los siguientes aspectos conforme a ISO 13702:2015.

- a. El escenario de fuego probable a ocurrir de acuerdo al material liberado. La naturaleza de fuegos y explosiones que pueden ocurrir, causados por materiales inflamables y tóxicos que se almacenan y procesan.
- b. Las características del flujo de calor desde su origen hacia los miembros estructurales de equipos y/o edificios, ya sea que estén protegidos o no.

Los equipos de proceso y servicios auxiliares cumplirán con las especificaciones de diseño de los estándares y códigos nacionales e internacionales.

I.13 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.

I.13.1 Metodologías de identificación y jerarquización.

Para el estudio, las Baterías de Separación Cuichapa 2, Acalapa y el Sistema de Compresión de Gas se optó por el empleo de la metodología de análisis HAZOP, la cual, comparativamente determina mayores resultados, ya que esta técnica involucra personal de diferentes disciplinas aunado a la disponibilidad de información técnica de los procesos analizados, resultando útil y enriquecedor el contrastar distintos puntos de vista del personal en diversas áreas de una instalación. Asimismo, esta técnica sistemática puede crear, desde el punto de vista de la seguridad, hábitos metodológicos útiles.

Los resultados de la aplicación de la metodología HAZOP para batería de separación y sistema de compresión se presentan en el apartado de resultados de la aplicación de la metodología.

I.13.1.1 Con base en los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's), identificar los riesgos en cada una de las áreas que conforman el proyecto, mediante la utilización de alguna metodología.

I.13.1.1.1 Resultados de la aplicación de la metodología.

- Batería de Separación

La Batería de Separación Cuichapa 2 y la Batería de Separación Acalapa comparten el mismo proceso, por tal motivo el análisis realizado aplica para ambas baterías.

Como lo menciona la metodología HAZOP, el proceso correspondiente a la batería de separación se dividió en nodos. Los cuales se enlistan a continuación.

Tabla 67. Lista de nodos. Batería de Separación.

No.	Nodo de estudio	Intención de diseño
1	Cabezal de grupo de mezcla de 8" Ø.	Recibir la producción proveniente de los pozos y conducirla a los separadores de grupo de baja presión (SVGBP 1/2/3), a una presión de 3.1 Kg/cm ² y Temperatura 32 ° C.
2	Separador Vertical de Grupo de Baja Presión (SVGBP-1).	Realizar la separación de la mezcla líquido – gas proveniente de los pozos, a una presión de 3 Kg/cm ² y una Temperatura 32 ° C.
3	Cabezal de grupo de aceite de 8" Ø.	Recolectar la mezcla líquida proveniente de la separación y enviarla al separador trifásico horizontal FA 1, con presión de 3 Kg/cm ² y temperatura de 32 °C.
4	Cabezal de prueba de mezcla de 4" Ø.	Recibir la producción proveniente de los pozos y conducirla a los separadores de prueba de baja presión (SVPBP 1/2/3), a una presión de 3.1 Kg/cm ² y Temperatura 32 ° C.
5	Separador Vertical de Prueba de Baja Presión (SVPBP-1).	Realizar la separación de la mezcla líquido – gas proveniente de los pozos, a una presión promedio de 3 Kg/cm ² y una Temperatura 32 °C.
6	Cabezal de prueba de aceite de 4" Ø.	Recolectar la mezcla líquida proveniente de la separación y enviarla a los tanques de almacenamiento de aceite de prueba TV-1 y TV-2 para medir la producción de los pozos.
7	Tanque de almacenamiento de aceite de prueba (TV-1) de 500 Bls.	Almacenar y medir la producción proveniente de los pozos de producción. Operando a presión atmosférica y 32 °C.
8	Sistema de bombeo de aceite de prueba (GA-5).	Enviar el aceite de prueba hacia el cabezal de grupo de aceite, a una presión de descarga de 3 Kg/cm ² y 32 °C.
9	Separador trifásico horizontal FA-1.	Separar la fase de aceite y agua, así como el gas remanente de la mezcla a una presión promedio de 3 kg/cm ² y una Temperatura 32 °C.
10	Línea de envío de aceite de 8" Ø al Deshidratador Electroestático (FA-2).	Colectar el aceite del separador trifásico FA-1 y conducirlo al Deshidratador electrostático de crudo FA-2.
11	Deshidratador electrostático de crudo (FA 2).	Deshidratar y desalar el aceite hasta una calidad adecuada para su comercialización. Operando a una presión de 3 Kg/cm ² y temperatura de 49° C.
12	Sistema de bombeo de aceite (GA-11) a tanques de almacenamiento TV 1A / 2A	Enviar el aceite libre de agua y sales hacia los tanques de almacenamiento TV 1A/2A, a una presión de descarga de 2.6 Kg/cm ² y 32 °C.
13	Tanque de almacenamiento de aceite crudo TV-1A de 10,000 Bls.	Recibir el aceite proveniente del deshidratador electrostático, para su almacenamiento temporal, a presión atmosférica y temperatura de 32° C.
14	Cabezal de succión hacia bombas de aceite GA-1 y GA-2.	Conducir la producción de aceite, de los tanques de almacenamiento hacia las bombas GA-1/2.
15	Bomba de crudo GA-1.	Enviar el aceite hacia la Planta Ágata a una presión de descarga de 12 Kg/cm ² y 32 °C.
16	Cabezal de descarga de 8" Ø de las bombas de aceite.	Conducir la producción de aceite para su envío a la planta Ágata, a una presión de 12 Kg/cm ² y 32 °C.
17	Cabezal de grupo de gas de 8" Ø.	Recolectar el gas proveniente de los separadores verticales, para conducirlo hacia el rectificador vertical de gas de baja presión RVGBP-1 / 2, a una presión de 3 Kg/cm ² y una temperatura de 32 °C.
18	Rectificador vertical de gas de baja presión RVGBP-1.	Rectificar el gas proveniente de los separadores, a una presión de 3 Kg/cm ² y una temperatura de 32 °C.
19	Cabezal recolector de gas de 12" Ø.	Recolectar el gas del rectificador a una presión de 2.9 Kg/cm ² y una temperatura de 32 °C para enviarlo al sistema de compresión.
20	Cabezal de desfogue de gas de 12" Ø a quemador.	Enviar el flujo de gas producto de los desfuegos de las válvulas de seguridad hacia el quemador, para proteger las instalaciones por eventos de sobrepresión en los equipos.
21	Cabezal de dren de 4" Ø.	Recolectar los residuos líquidos provenientes de la separación y enviarla al tanque de drenajes presurizados.

No.	Nodo de estudio	Intención de diseño
22	Tanque de drenajes presurizados TV-6.	Recibir los residuos líquidos provenientes de la separación, para su almacenamiento temporal, con presión de 3 Kg/cm ² y temperatura de 32 °C.
23	Sistema de bombeo de drenajes presurizados.	Enviar los residuos líquidos hacia los tanques de almacenamiento de aceite de crudo (TV-1A / 2A) a una presión de descarga de 3 a 7 Kg/cm ² y 32 °C.
24	Cabezal colector de drenajes atmosféricos de 2" Ø.	Recolectar los residuos líquidos provenientes de las charolas de escurrimiento de las bombas de aceite (GA-1 / 2) y enviarla al tanque de drenajes atmosféricos.
25	Tanque de drenajes atmosféricos.	Almacenar los residuos líquidos provenientes de las charolas de escurrimiento de las bombas de aceite, a presión atmosférica y temperatura de 32° C.
26	Sistema de bombeo de drenajes atmosféricos (GA-4).	Enviar los residuos líquidos hacia el tanque de almacenamiento de aceite TV-1A / 2A a una presión de descarga de 3 a 7 Kg/cm ² y 32 °C.
27	Cabezal de agua congénita de 4" Ø.	Recolectar el agua congénita proveniente del separador trifásico y del deshidratador electrostático de crudo, con presión de 2.6 Kg/cm ² y temperatura de 49 °C.
28	Tanque de almacenamiento de agua congénita TV-3.	Almacenar el agua congénita proveniente del separador trifásico y del deshidratador electrostático.
29	Sistema de bombeo de agua congénita (GA-6 / 7).	Enviar el agua congénita hacia la planta de inyección de agua a una presión de descarga de 62 Kg/cm ² y 39 °C.
30	Sistema de agua de lavado y restitución.	Inyectar al Deshidratador electrostático, cuando sea necesario, agua para lavado de las sales que queden disueltas en el aceite.
31	Sistema del quemador de fosa Cuichapa No. 2.	Quemar de manera segura los residuos generados por los desfogues de las válvulas de seguridad de los equipos que componen la batería de separación y el sistema de compresión de gas.

La delimitación de los nodos ha sido incluida en el DTI de la Batería de Separación el cual se anexa en el presente estudio. Asimismo, cada nodo se analizó en los formatos de trabajo para la metodología HAZOP.

Anexo 9. Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's). Batería de Separación.

Anexo 10. Registros generados para el análisis del proceso de la Batería de Separación, metodología HAZOP.

Los números de escenarios asociados a las diferentes regiones resultantes de la aplicación de la matriz de riesgo se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 68. Jerarquización global. Batería de Separación.

Tipo de riesgo	Descripción	Daños al personal	Daños a la población	Daños al ambiente	Daños a la instalación y/o producción	Número de categorizaciones
A	No tolerable	0	0	0	0	0
B	Indeseable	0	0	0	0	0
C	Aceptable con controles	86	0	113	118	317
D	Tolerable	41	127	14	9	191
Total de desviaciones		127	127	127	127	508

En total se analizaron 127 escenarios, cada uno con diferentes afectaciones hacia los receptores: personal, población, ambiente e instalación y/o producción, de los cuales se puede resumir lo siguiente:

De acuerdo con el análisis cualitativo por matriz de riesgos, en la batería de separación no se presentan escenarios con afectaciones en la zona de riesgo indeseable (tipo B) y No tolerable (tipo A).

En la zona de riesgo aceptable con controles (tipo C) se identificaron afectaciones hacia tres receptores de riesgo: 86 para daños al personal, 113 al ambiente y 118 con afectaciones a la instalación y/o producción. Los escenarios que se encuentran en esta zona pueden presentar una situación de riesgo aceptable siempre y cuando se establezcan controles como disciplinas operativa y confiabilidad de los dispositivos de seguridad.

En cuanto a los escenarios cuyas afectaciones se ubican en la zona de riesgo aceptable (tipo D), es necesario aplicar y mantener el correcto seguimiento y cumplimiento de los programas de mantenimiento, supervisión de las líneas y equipos que componen el proceso y capacitación al personal, lo anterior con el propósito de que el nivel de riesgos se mantenga en ese nivel.

Anexo 11. Jerarquización de nodos. Batería de Separación.

- Sistema de Compresión de Gas.

Al igual que la batería de separación, el proceso del sistema de compresión se dividió en nodos, cuya delimitación se puede observar en el DTI incluido como anexo en el presente estudio.

Anexo 12. Diagramas de tubería e instrumentación (DTI's). Sistema de Compresión de Gas.

La lista de los nodos analizados para el sistema de compresión se presenta en la siguiente tabla.

Lista de nodos. Sistema de Compresión de Gas.

N°	Nodo de estudio	Intención de diseño
1	Cabezal de succión-primer sección, de 16" de diámetro.	Conducir el gas proveniente de las Baterías de Separación Cuichapa No 2, Acalapa y Lacamango hacia el separador de gas de succión, a una presión de 2.6 kg/cm ² y 32°C.
2	Separador de gas de succión FA-100.	Recuperar los líquidos remanentes previo a la succión de los motocompresores. Opera a una presión de 3 Kg/cm ² y 32°C.
3	Cabezal de succión-segunda sección de 8" de diámetro.	Dirigir el gas producto del separador FA-100 a la unidad motocompresora, a una presión de 2.5 Kg/cm ² y 32°C.
4	Unidad Motocompresora MC-1/2/3/4.	Elevar la presión del gas hasta 60 Kg/cm ² , mediante una serie de pasos de separación compresión y enfriamiento.
5	Cabezal de descarga de 6" de diámetro.	Dirigir el gas a alta presión producto de los motocompresores hacia el sistema de red de bombeo neumático, a una presión de 58 Kg/cm ² y 32°C.

N°	Nodo de estudio	Intención de diseño
6	Cabezal de gas combustible de 2" de diámetro.	Dirigir parte de gas para ser usado como gas combustible de los motocompresores.
7	Cabezal de drenaje cerrado de 2" de diámetro.	Conducir los líquidos recuperados en el separador de gas y condensados de los motocompresores hacia el separador de gas de succión. FA-101.
8	Separador de condensados FA-101.	Regular la presión de los líquidos para dirigirlos al tanque de almacenamiento de condensados TV-100.
9	Tanque de almacenamiento de condensados TV-100.	Almacenar temporalmente los condensados generados durante en el proceso de compresión.
10	Cabezal de desfogue de gas de 8" de diámetro.	Recibe la carga relevada de gas por eventualidades de los equipos del sistema de compresión de gas para enviarlos al quemador para su combustión.
11	Tanque de aceite lubricante TH-100/101/102/103.	Suministrar el aceite lubricante necesario a las unidades de motocompresoras.

Cada nodo fue analizado en los formatos de trabajo para la metodología HAZOP.

Anexo 13. Registros generados para el análisis del proceso del Sistema de Compresión de Gas, metodología HAZOP.

Como resultado de la aplicación de la matriz de riesgo para el Sistema de Compresión de Gas se muestran los escenarios en las diferentes regiones de riesgo.

Tabla 69. Jerarquización global. Sistema de Compresión de Gas.

Tipo de riesgo	Descripción	Daños al personal	Daños a la población	Daños al ambiente	Daños a la instalación y/o producción	Número de categorizaciones
A	No tolerable	0	0	0	0	0
B	Indeseable	0	0	0	0	0
C	Aceptable con controles	38	0	41	42	121
D	Tolerable	5	43	2	1	51
Total de desviaciones		43	43	43	43	172

Se analizaron un total de 43 escenarios, cada uno con afectaciones diferentes hacia a los cuatro receptores personal, población, ambiente, instalación y/o producción.

Conforme a los resultados obtenidos con la aplicación de la matriz de riesgo para el sistema de compresión, no se presentan escenarios ni afectaciones en las zonas de riesgo no tolerable (tipo A) e indeseable (tipo B).

En cuanto a la zona de riesgo aceptable con controles (tipo C), se tienen 38 afectaciones hacia el receptor personal, 41 al ambiente y 42 a la instalación y/o producción. Mientras que para la zona de riesgo tolerable (tipo D), las afectaciones son principalmente hacia la población.

Anexo 14. Jerarquización de nodos. Sistema de Compresión de Gas.

II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN ENTORNO A LAS INSTALACIONES.

II.1 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.

II.1.1 Metodología

a) Análisis de consecuencias

El análisis de consecuencias se define como el estudio y predicción de los efectos que pueden causar los eventos o accidentes que involucran fugas y derrames de sustancias tóxicas, inflamables y/o explosivas, esto con el fin de cuantificar la magnitud del impacto que puedan tener las desviaciones sobre las personas, el medio ambiente y las instalaciones.

La severidad de los daños asociados a una desviación no deseable dependerá de las características de peligrosidad de los materiales involucrados en el evento. Los tipos de accidentes graves a considerar en las instalaciones que manejan sustancias peligrosas, puede producir diferentes fenómenos peligrosos como:

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

El objetivo en esta etapa es simular los escenarios de riesgo para estimar cualitativamente los impactos y efectos indeseables de los eventos o escenarios de riesgo definidos (fuego, explosiones, nubes tóxicas), derivados de la carencia o pérdida de controles de ingeniería o administrativos, además de determinar los radios potenciales de afectación, a través de la aplicación de modelos matemáticos de simulación, de los eventos máximos probables de riesgo.

b) Escenario de riesgo

Por escenario de riesgo se entiende como la determinación de un evento hipotético, en el cual se considera la ocurrencia de un accidente bajo condiciones específicas, definiendo mediante la aplicación de modelos matemáticos y criterios acordes a las características de los procesos y/o materiales, las zonas que potencialmente pueden resultar afectadas.

Por otra parte, los eventos son causa o contribuyente de un incidente o accidente y pueden clasificarse de la siguiente forma.

Peor caso: Corresponde 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 por toxicidad, sobrepresión o radiación térmica.

Caso más probable: con base a la experiencia operativa, es el evento de liberación accidental de un material o sustancia peligrosa, que tiene la mayor probabilidad de ocurrir.

Caso alternativo: es el evento creíble de una liberación accidental de un material o sustancia peligrosa que es simulado, pero que no corresponde al peor caso ni al caso más probable.

La clase de eventos más comunes que pueden ocurrir como resultado de los escenarios de riesgo por la pérdida de contención de sustancias peligrosas en forma de líquido presurizado, líquido no presurizado y de un vapor o gas presurizado, se presentan a continuación.

Tabla 70. Clases de eventos.

Nombre	Descripción
Charco de fuego (pool fire)	Es consecuencia de un derrame de líquidos inflamables, se forma un charco de líquido cuya extensión dependerá de la geometría y naturaleza del terreno. Por evaporación se generan gases inflamables si la temperatura del líquido está por encima de la temperatura de ignición de la sustancia, lo que produce un incendio del charco. Al incendiarse se producen unas llamas cuya altura depende principalmente del diámetro del charco, el incendio también puede tener lugar en el interior del tanque de almacenamiento.
Flamazo (flash fire)	Proviene cuando un gas o líquido inflamable con punto de inflamación bajo, es descargado a la atmósfera, formando una nube de gas. Si el vapor resultante se encuentra con un punto de ignición antes de que la dilución de la nube sea menor al límite inferior de explosividad, ocurre el flamazo. Las consecuencias primarias de un flamazo son las radiaciones térmicas generadas durante el proceso de combustión. Este proceso de combustión tiene una corta duración, los daños son de baja intensidad y en ocasiones provocan un chorro de fuego en el punto de fuga.
Chorro de fuego (jet fire)	Es una llama estacionaria y alargada (de gran longitud y poca amplitud) provocada por la ignición de un chorro turbulento de gases o vapores combustibles
Bola de fuego (fire ball)	Resulta de la ignición de una mezcla líquido/vapor inflamable y sobrecalentada que es descargada a la atmósfera. El evento de bola de fuego ocurre frecuentemente seguido a una explosión de vapores en expansión de un líquido en ebullición (BLEVE)
Explosión	Es una descarga de energía que causa un cambio transitorio en la densidad, presión y velocidad del aire alrededor del punto de descarga de energía. Existen explosiones físicas, que son aquellas que se originan de un fenómeno estrictamente físico como una ruptura de un tanque presurizado o de un BLEVE. El otro tipo de explosiones se denomina confinadas, las cuales tienen su origen en reacciones químicas que ocurren en el interior de recipientes o edificios.
Explosión de Vapores en Expansión de un Líquido en Ebullición (BLEVE)	Se produce por el estallido súbito y total, por calentamiento externo, de un recipiente que contiene un gas inflamable licuado a presión, cuando el material de la pared pierde resistencia mecánica y no puede resistir la presión interior. La causa inicial de un BLEVE es usualmente un fuego externo impactando sobre las paredes del recipiente sobre el nivel del líquido, esto hace fallar el material y permite la ruptura repentina de las paredes del tanque.
Explosión por una nube de vapor	Se puede definir como una explosión que ocurre en el aire y causa daños por efecto de ondas de sobrepresión. Comienza con una descarga de una gran cantidad de líquido que se evapora o gas inflamable de un tanque o tubería y se dispersa en la atmósfera. De toda la masa de gas que se dispersa solo una parte de este se encuentra dentro de los límites superior e inferior de explosividad. Esa masa es la que después de encontrar una fuente de ignición genera sobrepresión por la explosión.

Nombre	Descripción
Explosión física de un recipiente	Fala catastrófica de un recipiente, sometido a una presión interna superior a su resistencia.
Nube tóxica	En los casos en que una fuga de material tóxico no sea detectada y controlada a tiempo, se corre el riesgo de la formación de una nube (pluma) de gas tóxico que se dispersará en dirección del viento. Su concentración variará en función inversa a la distancia que recorra. Los efectos tóxicos por exposición a estos materiales dependen de la concentración del material en el aire, el tiempo de exposición y de su toxicidad.

c) Descripción del software de simulación

La determinación de los radios potenciales de los eventos máximos probables se realizó mediante la aplicación de los modelos matemáticos del software SCRI FUEGO "Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones", versión 1.4.2 desarrollado por la compañía Dinámica Heurística.

El software, se basa en metodologías de la EPA, del Instituto Americano de Ingenieros Químicos (AIChE) y de la Agencia de Administración Federal de Emergencias de EUA (FEMA). El programa cuenta con modelos para analizar las consecuencias de los siguientes eventos de fuego y/o explosión:

- Fuego por llamarada (flash fire) de:
 - Emisiones por evaporación de un derrame
 - Emisiones de chorro horizontal
 - Emisiones de chorro vertical
 - Emisiones instantáneas o de corta duración
- Radiación térmica por bola de fuego por explosión de vapor en expansión de líquido en ebullición (BLEVE).
- Radiación térmica por fuego en derrame (pool fire).
- Radiación térmica por choro de fuego (jet fire).
- Sobrepresión de explosivos verdaderos.
- Sobrepresión de explosiones de nubes de vapor.

d) Criterios utilizados para la simulación de escenarios de riesgo.

La evaluación de las consecuencias se realizó considerando las condiciones más favorables para que las consecuencias sean más severas. Los criterios utilizados para las modelaciones de los escenarios de riesgo se describen a continuación.

Los datos de composición química de la sustancia y condiciones de operación de los escenarios a modelar para cada una de las corridas fueron obtenidos de la información técnica proporcionada por el Regulado, como las características de las sustancias, diagramas de tubería e instrumentación y diagramas de flujo de proceso. Esta información se encuentra en el apartado relacionado con las condiciones de operación

Otro de los criterios utilizados, son los descritos en el documento "Criterios técnicos para simular escenarios de riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas, en instalaciones de petróleos mexicanos" (DCO-GDOESSSPA-CT-001 Rev. 1), donde se establecen los siguientes requerimientos.

Tabla 71. Criterios a considerar.

Tipo de caso	Tipo de sustancia	Criterios a considerar	
Peor caso	Tóxica	En forma de gas: fuga total del inventario en 10 minutos ⁽¹⁾	Condiciones ambientales y tipo de área de localización de la instalación. Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa. Se toman en cuenta los sistemas de seguridad pasivos.
		En forma líquida: ruptura catastrófica del recipiente o ruptura de línea de proceso o ducto ^{(1) (2)} .	
	Inflamable explosiva	Ruptura catastrófica del recipiente o ruptura de línea de proceso o ducto ⁽²⁾ .	
Caso alternativo	Tóxicas e inflamables explosivas	Condiciones ambientales y tipo de área de localización de la instalación. Condiciones meteorológicas al momento de la fuga del material o sustancia peligrosa. Diámetro equivalente de fuga. Se toman en cuenta los sistemas de seguridad pasivos y activos.	
Caso más probable	Tóxicas e inflamables explosivas		

⁽¹⁾ Considerar que la fuga ocurre a nivel del piso.

⁽²⁾ El inventario que se fuga en líneas de proceso o ductos debe ser calculado.

- Tamaño y tiempo de la fuga.

La "Guía para la presentación del estudio de riesgo modalidad análisis de riesgo" de SEMARNAT, menciona que para evaluar una fuga o derrame de alguna sustancia peligrosa a través de tuberías se considera una ruptura total o la fuga a través de un orificio del 20% del diámetro nominal.

De igual forma, los "Criterios técnicos para simular escenarios de riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas, en instalaciones de petróleos mexicanos" (DCO-GDOESSSPA-CT-001 Rev. 1), estiman las consecuencias de acuerdo con la siguiente tabla.

Tabla 72. Diámetro equivalente de fuga (DEF).

Para el caso alternativo	Líneas de proceso: $3/4 \leq DN \leq 2"$	DEF= 1.00 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso.
	Línea de proceso: $2" < DN \leq 4"$	DEF= 0.30 veces del diámetro nominal (DN) de línea de proceso.
	Línea de proceso o ductos de transporte: $6" \leq DN$	DEF= 0.20 veces el 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 el 100% del área anular.

	Sellos o empaquetaduras en válvulas de proceso.	Para todos los tamaños de vástagos, DEF= Calcularlo con el 100% del área anular.
Para el caso más probable	Líneas de proceso: 3/4 ≤ DN ≤ 2"	DEF= 0.20 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso.
	Línea de proceso o ductos: 2" < DN ≤ 4"	DEF= 0.6" [por corrosión, pérdida de material, golpe o falla en soldadura]
	Línea de proceso o ductos: 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.

Fuente: Criterios técnicos para simular escenarios de riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas, en instalaciones de Petróleos Mexicanos, clave DCO-GDOESSPA-CT-001 Rev. 1.

En un proceso continuo, al presentarse una fuga, el material continuará liberándose hasta que ésta sea interrumpida; el tiempo que conlleva dependerá del tiempo para detectar la fuga, y el tiempo para tomar las acciones correctivas una vez que hayan sido decididas.

Por lo anterior se tomaron en consideración los valores sugeridos en el Purple Book de TNO, donde se menciona que los tiempos de duración de una fuga dependerán del tipo de sistemas para bloquear o controlar la misma. En tanto, se tiene un tiempo de 120 segundos para sistemas automáticos de detección y cierre, 600 segundos para sistemas controlados remotamente y de 1800 segundos para sistemas de bloqueo operados manualmente.

- Condiciones ambientales.

Las variaciones globales y regionales del clima y las condiciones topográficas locales tienen influencia directa sobre los modelos de dispersión durante el transporte de los gases o vapores. Dependiendo de la velocidad del viento, este puede afectar en gran medida la concentración o dispersión de gases o vapores en un área determinada.

Debido a que la estación climatológica más cercana al Proyecto se encuentra aproximadamente a 17 km, se optó por utilizar condiciones estándar para realizar las simulaciones, ya que los datos de las estaciones climatológicas no serían representativos para el área del proyecto.

Por lo anterior, las condiciones ambientales utilizadas para el análisis de consecuencias fueron las siguientes:

- Temperatura ambiente = 25°C
- Presión = 1 atmósfera (1.03323 kg/cm²)
- Humedad relativa = 50 %

- Condiciones meteorológicas.

Para este punto se considera una combinación de condiciones meteorológicas, de acuerdo con la velocidad y dirección del viento y a la estabilidad atmosférica en el sitio (estabilidad de Pasquill).

Conforme a las condiciones climáticas que imperan en el área, se selecciona la categoría correspondiente a la estabilidad de Pasquill, la cual se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 73. Clasificación de estabilidad de Pasquill.

Velocidad superficial del viento 10 m		Radiación solar (día)			Cobertura de nubes en la noche		
m/s	mph	Fuerte	Moderada	Ligera	Fina <3/8	Moderada >3/8	Densa >4/5
<2	<5	A	A-B	B	--	--	D
2-3	5-7	A-B	B	C	E	F	D
3-5	7-11	B	B-C	C	D	E	D
5-6	11-13	C	C-D	D	D	D	D
>6	>13	C	D	D	D	D	D

Fuente: Guidelines for Consequence Analysis of Chemical Releases, American Institute Of Chemical Engineers (AIChE).

La estabilidad atmosférica está representada por 6 categorías de estabilidad. A continuación, se muestran las condiciones meteorológicas típicamente asociadas con cada una de las categorías.

Tabla 74. Categoría de estabilidad de Pasquill.

Categoría de estabilidad	Clasificación	Fenómenos naturales	Tiempo del día más probable	Estación del año más probable
A	Muy inestable	Fuerte inestabilidad térmica, luz del sol brillante.	Media mañana a media tarde	Primavera y verano
B	Inestable	Periodo de transición, mezclado moderado	Transición diurna	Todo el año
C	Ligeramente inestable	Periodo de transición, mezclado ligero	Transición diurna	Todo el año
D	Neutral	Viento fuerte, nublado, transiciones día/noche	De día/nublado, de noche/nublado, viento fuerte, transición a luz diurna	Todo el año
E	Ligeramente estable	Periodos de transición vientos moderados nocturnos	Transición nocturna	Todo el año
F	Muy estable	Cielos nocturnos claros, mezclado vertical muy limitado, pluma tortuosa y ventilada	De noche, cielos despejados, viento ligero	Todo el año

Fuente: Análisis de Riesgos/Peligros en los procesos. Evaluación de consecuencias. Dinámica Heurística.

Por lo anterior se realizó la evaluación de consecuencias para velocidad del viento de 1.5 m/s y 2 m/s con una estabilidad F, siendo esta la condición más desfavorable.

El comportamiento del viento se determinó con base en datos históricos reportados por la estación de monitoreo de la calidad del aire Minatitlán, la cual es la de mayor cercanía al Proyecto; de acuerdo con los reportes se determina que los vientos dominantes provienen del ENE (este-noreste), los cuales tienen una probabilidad de tener una trayectoria hacia el OSO.

- Tipo de área de localización de la instalación.

Este factor está en función de los obstáculos (árboles, edificios, densidad de instalaciones industriales), que pudieran influir en cuanto a la posibilidad de confinamiento de nubes tóxicas o inflamables explosivas.

El área destinada al Proyecto se considera como una zona rural, por lo tanto, no existen barreras inmediatas como edificios que pudieran favorecer el confinamiento de sustancias en el aire.

- Niveles de radiación térmica.

En los eventos de incendio, los radios de seguridad se evalúan a diferentes niveles de radiación, los cuales se describen a continuación.

Tabla 75. Niveles de radiación.

Radiación	Descripción
37.5 Kw/m ²	Suficiente para provocar daños en equipos de proceso.
25 Kw/m ²	Energía mínima requerida para ignición de la madera por exposición indefinida sin flama directa.
12.5 Kw/m ²	Energía mínima requerida para que la madera se prenda, por contacto con fuego, fusión de tubería de plástico.
5.0 Kw/m ²	Nivel de radiación térmica suficiente para causar daños al personal si no se protege adecuadamente en 20 segundos, sufriendo quemaduras hasta de 2° grado sin protección adecuada. Esta radiación es considerada como LÍMITE DE ZONA DE ALTO RIESGO .
1.4 Kw/m ²	Es el flujo térmico equivalente al del sol en verano y al medio día. Este límite se considera como ZONA DE AMORTIGUAMIENTO .

Fuente: Chemical process safety. Fundamentals; Crowl/Louvar; Prentice Hall, 1990.

Criterios técnicos para simular escenarios de riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas, en instalaciones de Petróleos Mexicanos, clave DCO-GDOESSPA-CT-001, Rev. 1.

Para este estudio se identifican las zonas de alto riesgo (5 Kw/m²) y la zona de amortiguamiento (1.4 Kw/m²).

- Niveles de sobrepresión por explosión.

Los efectos que se pueden presentar por un evento de sobrepresión por explosión se describen en la siguiente tabla.

Tabla 76. Niveles de sobrepresión.

Presión	Descripción
0.5 lb/pulg ² (0.035 kg/cm ²)	La sobrepresión a la que se presenta ruptura del 10% de ventanas de vidrio y algunos daños a techos; este nivel tiene la probabilidad del 95% de que no ocurran daños serios. Esta área se considera como ZONA DE AMORTIGUAMIENTO .
1.0 lb/pulg ² (0.07 kg/cm ²)	Es la presión en la que se presenta destrucción parcial de casas y daños reparables a edificios; provoca el 1% de ruptura de tímpanos y el 1% de heridas serias por proyectiles. Esta área se considera como ZONA DE ALTO RIESGO .
2.0 lb/pulg ² (0.14 kg/cm ²)	Se presenta destrucción de muros de concreto no reforzado o de block prequemado.
3.0 lb/pulg ² (0.21 kg/cm ²)	Presión en la que los edificios con estructuras de acero son distorsionados y arrancados de sus cimientos. Maquinaria industrial pesada (1.5 toneladas) sufre daños menores.
4.0 lb/pulg ² (0.28 kg/cm ²)	Existe ruptura en recubrimiento de edificios industriales ligeros. Demolición de paneles de acero para edificios sin marco de refuerzo y ruptura de tanques metálicos de almacenamiento.
5.0 lb/pulg ² (0.35 kg/cm ²)	Postes de madera arrancados. Prensas hidráulicas (18.2 toneladas) dentro de edificios son ligeramente dañadas.
7.0 lb/pulg ² (0.49 kg/cm ²)	Volcadura de carros de ferrocarril con carga.
10.0 lb/pulg ² (0.70 kg/cm ²)	Posible destrucción total de edificios. Maquinaria pesada de 3.2 toneladas son desplazadas y severamente dañadas, maquinaria pesada de 5.5 toneladas sobreviven.
29.0 lb/pulg ² (2.00 kg/cm ²)	99% de fatalidades entre las personas expuestas debido a los efectos directos del estallido.

Fuente: Chemical process safety. Fundamentals; Crowl/Louvar; Prentice Hall, 1990.

Análisis de riesgos/peligros en los procesos. Dinámica Heurística, 2015.

Criterios técnicos para simular escenarios de riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas, en instalaciones de Petróleos Mexicanos, clave DCO-GDOESSPA-CT-001, Rev.1.

Para este estudio se identifican las zonas de alto riesgo (1 lb/pulg²) y la zona de amortiguamiento (0.5 lb/pulg²).

- Toxicidad

Para determinar los radios y/o zonas de afectación por concentración de materiales tóxicos se utilizaron los valores de concentración referenciados al TLV₈ o TLV₁₅ para la zona de amortiguamiento y valores de concentración referenciados al IDLH para la zona de alto riesgo.

Al presentarse un evento de dispersión de fuga de gas tóxico se evalúan los siguientes índices.

Tabla 77. Niveles de toxicidad.

Toxicidad	Descripción
IDLH	Representa la concentración máxima a la cual un trabajador en buen estado de salud puede ser expuesto durante 30 minutos sin desarrollar síntomas que disminuyan su capacidad para efectuar una evacuación de emergencia y sin sufrir daño irreversible. Este límite se considera como ZONA DE ALTO RIESGO . Para el caso del ácido sulfhídrico, el valor del IDLH es de 100 ppm.

Toxicidad	Descripción
TLV8	Es la concentración de un contaminante del medio ambiente laboral, que no debe superarse durante la exposición de los trabajadores en una jornada de trabajo de 8 horas diarias, 40 horas a la semana. ZONA DE AMORTIGUAMIENTO.
TLV15	Concentración máxima a la que la mayoría de los trabajadores pueden exponerse por un periodo continua de hasta 15 minutos, hasta 4 veces en una jornada de trabajo de 8 horas diarias y 40 horas a la semana sin sufrir irritaciones, cambios crónicos o irreversibles en los tejidos, narcosis que reduzcan su eficiencia, le predisponga al accidente o dificulte las reacciones de defensa.

Criterios técnicos para simular escenarios de riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas, en instalaciones de Petróleos Mexicanos, clave DCO-GDOESSPA-CT-001, Revisión 1.

Las sustancias por transportar no contienen ácido sulfhídrico, principal sustancia tóxica que puede estar presente en el crudo. Considerando lo anterior, el presente Estudio de Riesgo no analiza el parámetro toxicidad.

PERFORACIÓN DE POZOS

- Inventario de fuga.

El inventario participante se obtuvo del cálculo del flujo másico de la sustancia liberada o fugada, posteriormente este caudal (kg/s) a condiciones de ocurrencia del evento y en un determinado tiempo sirven de base para obtener el inventario participante.

Se presenta la memoria de cálculo correspondiente a la determinación del caudal e inventario de fuga.

Anexo 15. Memoria de cálculo para la determinación del caudal e inventario de fuga. Perforación de pozos.

II.1.2 Escenarios de riesgo.

Los análisis ¿Qué pasa sí? dieron como resultado los escenarios que por su magnitud y frecuencia representan un mayor riesgo, tomando en cuenta las condiciones operativas críticas del proceso, flujo, almacenamiento, propiedades de las sustancias químicas manejadas y presencia de equipos críticos.

Los escenarios o hipótesis accidentales seleccionadas para representar las consecuencias que se tendrían con el desarrollo del proyecto se presentan a continuación.

Tabla 78. Catálogo de escenarios de riesgo.

Clave del escenario	Descripción	Tipo de evento
01-CCP-PERF	Brote que genera un descontrol del pozo en cualquier etapa de perforación, por fuga de hidrocarburo a través de la TP de 2 7/8 pulgadas de diámetro.	Peor caso

Clave del escenario	Descripción	Tipo de evento
02-CCP-PERF	Fuga de gas en cualquier etapa de perforación a través de orificio de 0.5 pulgadas de diámetro en el arreglo de preventores.	Caso más probable

PERF=Perforación

Con la finalidad de que sean representativas, para realizar las simulaciones se tomarán en cuenta las presiones máximas de operación, dado a que una fuga de gas natural (metano) tiene una mayor dispersión y, por lo tanto, un mayor alcance de consecuencias que un derrame de aceite crudo, para la etapa de perforación se realizaron las simulaciones tomando al metano como sustancia de interés, para efecto del análisis ambiental.

II.1.2.1 Simulación de los escenarios de riesgos.

Los criterios y consideraciones descritos en los puntos anteriores proporcionaron la información requerida para realizar las simulaciones de cada escenario de riesgo. A continuación, se presentan los parámetros y consideraciones utilizados para cada escenario simulado.

Tabla 79. Consideraciones. Escenario 01-CCP-PERF.

Nodo/Subsistema: Cualquier etapa de perforación.

Simulador utilizado:	SCRI FUEGO, versión 1.4.2			Instalación:	Campo Cuichapa Poniente		
Clave del escenario:	01-CCP-PERF			Tipo de evento:	Peor caso		
Descripción del escenario:	Brote que genera un descontrol del pozo en cualquier etapa de perforación, por fuga de hidrocarburo a través de la TP de 2 7/8 pulgadas de diámetro.						
Condiciones ambientales del área del proyecto							
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga			
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)	
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F	
Material o sustancia peligrosa bajo estudio							
Nombre:	Gas húmedo (metano)			Fase:	Gas		
Componente		% mol	Componente		% mol		
Agua		1.2	Pentano		0.5		
Nitrógeno		0.55	Hexano		0.35		
Dióxido de carbono		0.17	Metil ciclopentano		0.04		
Metano		78.12	Ciclo hexano		0.01		
Etano		10.25	Heptano		0.17		
Propano		5.32	Metil ciclohexano		0.02		
Isobutano		0.78	m.p. xileno		0.01		
Butano		1.82	Octano +		0.14		
Isopentano		0.52					
Características del sitio en el que se encuentra la fuga							
Área del dique (m²)	No aplica			Altura del dique (m)	No aplica		
Datos del recipiente y características de la fuga							
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm²)	Altura hidráulica¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga² (m)	
Tubería	75	153	No aplica	2 7/8"	vertical	0	
Causas que originan la liberación		Formación gaseosa durante la perforación.					

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 80. Consideraciones. Escenario 02-CCP-PERF

Nodo/ Subsistema: Cualquier etapa de perforación.

Simulador utilizado:	SCRI FUEGO, versión 1.4.2			Instalación:	Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:	02-CCP-PERF			Tipo de evento:	Caso más probable	
Descripción del escenario:	Fuga de gas en cualquier etapa de perforación a través de orificio de 0.5 pulgadas de diámetro en el arreglo de preventores.					
Condiciones ambientales del área del proyecto						
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga		
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F
Material o sustancia peligrosa bajo estudio						
Nombre:	Gas húmedo (metano)			Fase:	Gas	
Componente		% mol	Componente		% mol	
Agua		1.2	Pentano		0.5	
Nitrógeno		0.55	Hexano		0.35	
Dióxido de carbono		0.17	Metil ciclopentano		0.04	
Metano		78.12	Ciclo hexano		0.01	
Etano		10.25	Heptano		0.17	
Propano		5.32	Metil ciclohexano		0.02	
Isobutano		0.78	m.p. xileno		0.01	
Butano		1.82	Octano +		0.14	
Isopentano		0.52				
Características del sitio en el que se encuentra la fuga						
Área del dique (m²)	No aplica			Altura del dique (m)	No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga						
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm²)	Altura hidráulica¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga² (m)
Tubería	75	153	No aplica	0.5"	vertical	0
Causas que originan la liberación		Falta de mantenimiento. Falla en la instalación del equipo.				

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

II.1.2.2 Resultados de las modelaciones.

Los resultados obtenidos de las modelaciones de los escenarios correspondientes a la etapa de perforación se muestran a continuación.

Tabla 81. Resultados de consecuencias. Escenario 01-CCP-PERF.

Clave del escenario	01-CCP-PERF	Tipo de evento	Peor caso
Descripción del escenario	Brote que genera un descontrol del pozo en cualquier etapa de perforación, por fuga de hidrocarburo a través de la TP de 2 7/8 pulgadas de diámetro.		
Causas	Formación gaseosa durante de perforación.		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
62.14 kg/s	120 s	7456.8 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Jet fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	82.83 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	152.77 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	241.46 m		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	410.45 m		

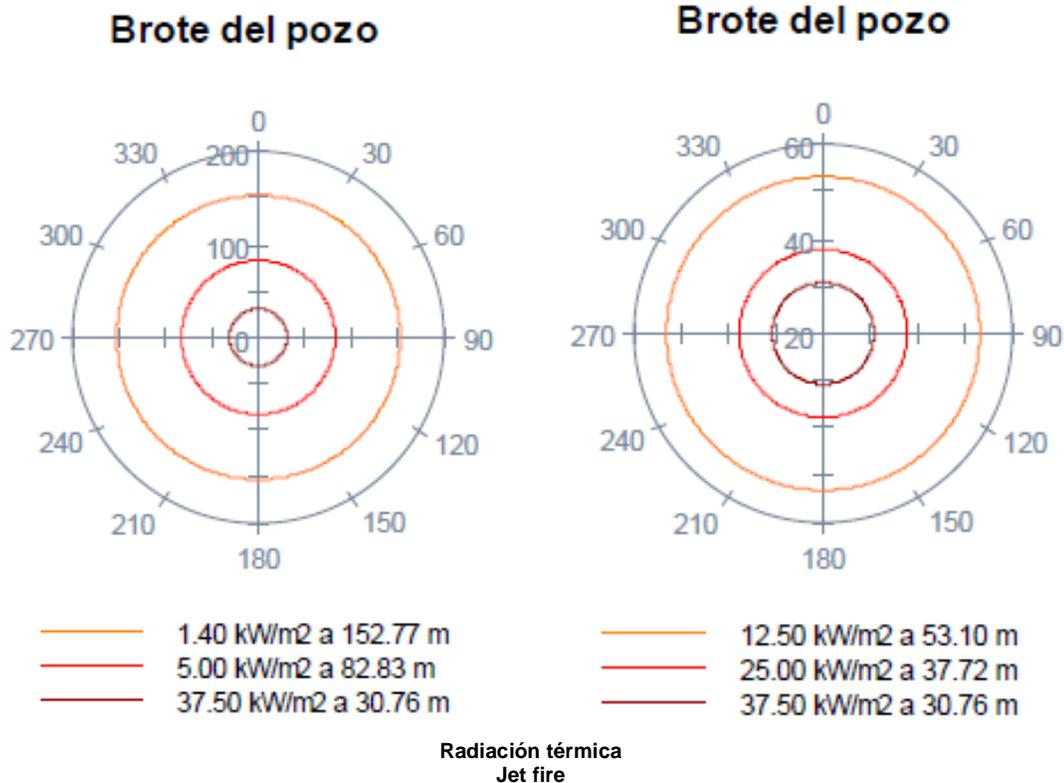


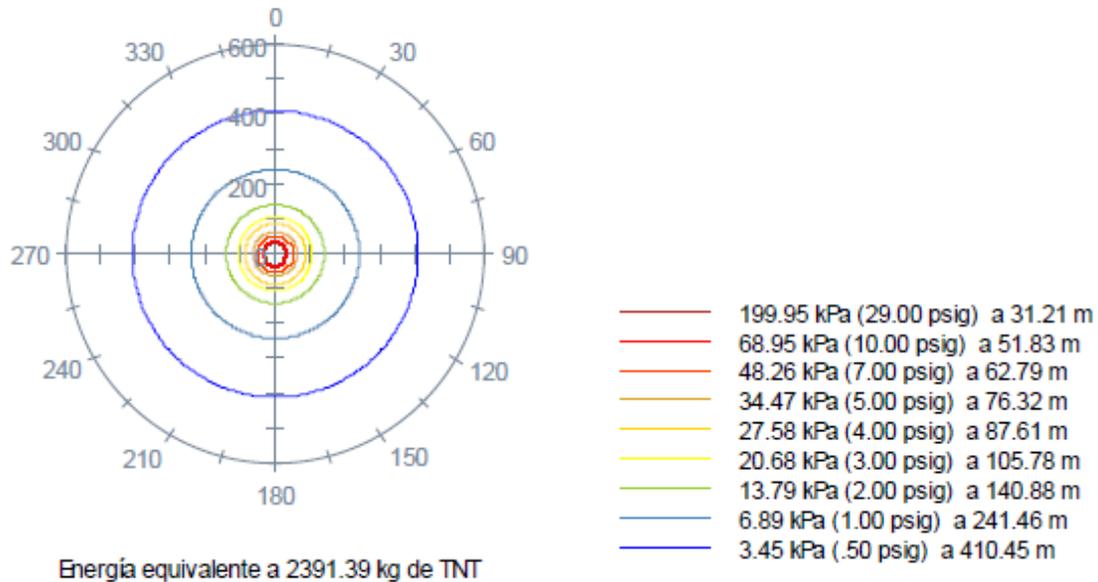
Figura 13. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 01-CCP-PERF.

Los resultados de la simulación reportan que al ocurrir un brote de pozo durante la perforación y bajo las peores condiciones posibles, se presentaría una liberación de 62.14 kg/s de gas húmedo (metano). Suponiendo que el material descargado encontrara una fuente de ignición formaría el incendio conocido como dardo de fuego (jet fire). Este evento se presenta debido a que la velocidad de salida de gas sobrepasa la velocidad del sonido (flujo sónico) y la presión de la Tp se encuentra por arriba de la presión atmosférica.

Al generarse el evento, se produciría una flama instantánea de 15.50 m de longitud, donde la zona de alto riesgo, definida por el calor de 5 kW/m², alcanzaría un radio de 82.83 m, y por tanto se requeriría una distancia de salvaguarda de las personas de 152.77 m.

Se presentan además resultados con radios de afectación por niveles de radiación mayores a 5 kW/m², mismos que pueden causar daños a viviendas o equipos.

Brote del pozo.
(F.E.E. = 0.03)



Sobrepresión

Figura 14. Resultados modelación. Sobrepresión. Escenario 01-CCP-PERF.

Suponiendo que al ocurrir un brote y este no pueda ser controlado, se liberaría metano. Con la liberación de gas se puede formar una nube, la cual en un tiempo de mezclado con el oxígeno del aire llegaría a la concentración para formar una mezcla explosiva, que dependerá de las condiciones climatológicas del entorno. De presentarse las condiciones necesarias se generarían radios de posible afectación por ondas de sobrepresión, donde el nivel de daño por ondas equivalente a 1 psi (zona de alto riesgo), provocarían daños en un radio de 241 m.

Tabla 82. Resultados de consecuencias. Escenario 02-CCP-PERF.

Clave del escenario	02-CCP-PERF	Tipo de evento	Caso más probable
Descripción del escenario	Fuga de gas en cualquier etapa de perforación a través de orificio de 0.5 pulgadas de diámetro en el arreglo de preventores.		
Causas	Falta de mantenimiento. Falla en la instalación del equipo.		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
1.88 kg/s	120 s	225.6 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Jet fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	15.54 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	28.66 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	No se presenta		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	No se presenta		

Fuga de gas

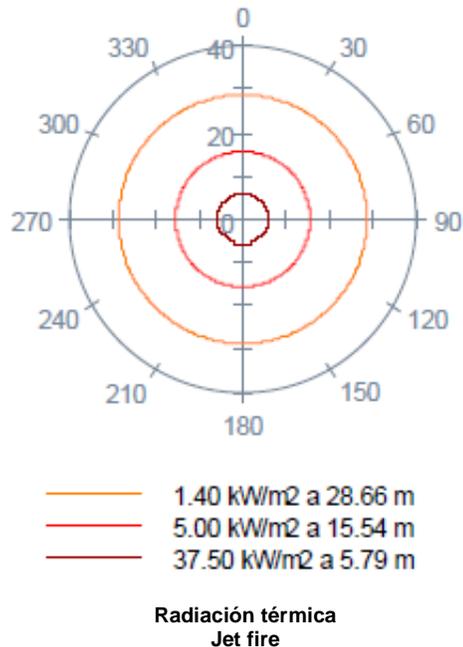


Figura 15. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 02-CCP-PERF.

De acuerdo con el resultado de las simulaciones, al presentarse una fuga de gas por un orificio de 0.5 pulgadas de diámetro en el arreglo de preventores, se tendría una liberación de gas húmedo (metano) con una tasa de descarga de 1.88 kg/s. Suponiendo que el gas encuentre una fuente de ignición se generaría un dardo de fuego (jet fire) cuya longitud de flama alcanzaría 2.7 metros.

Se pudieran presentar afectaciones dentro de la zona de alto riesgo en un radio de 15.54 metros, mientras que la zona de salvaguarda se encontraría a los 28.66 metros del evento.

Por el contrario, para que se genere una explosión, es necesario que se forme una nube de vapor de suficiente tamaño antes que se presente la ignición (fase de dispersión).

De acuerdo con el apéndice A "Application of API Recommended Practice 750 for Five Tons of Explosive Vapor" de la norma API RP 750 Management of Process Hazards, estudios realizados demuestran que la probabilidad de una explosión después de la formación de una nube de vapor que contiene 5 toneladas de hidrocarburos es alrededor del 5%. Por lo que es poco probable la generación del evento para nubes de vapor menores a 5,000 kg en espacios no confinados.

Cabe señalar que no se presentan afectaciones por toxicidad debido a que el gas húmedo no contiene ácido sulfhídrico (H_2S) que el principal compuesto tóxico en los hidrocarburos.

Se adjuntan las memorias de cálculo generadas por el software SCRI de cada escenario simulado.

Anexo 16. Memoria de cálculo escenarios. Perforación de pozos.

II.1.3 Representar las zonas de alto riesgo y amortiguamiento obtenidas en donde se puedan identificar los puntos de interés que se encuentren inmersos dentro de dichas zonas (componentes ambientales, áreas naturales protegidas, asentamientos humanos, zonas de reserva ecológica, cuerpos de agua, entre otros).

Debido a la cantidad de pozos que se pretende perforar, resulta difícil visualizar de manera conjunta en un plano las áreas de riesgo y amortiguamiento de cada pozo, por lo que se optó por ilustrar en el diagrama de pétalos las áreas de afectación del pozo CP-17 a manera de representación para cada pozo. En tanto, se deberá de respetar el radio de seguridad para los demás pozos.

Se muestra la representación gráfica de los radios de afectación (diagrama de pétalos), denotando las zonas de amortiguamiento y alto riesgo para los escenarios de riesgo máximos probables.

Anexo 17. Diagrama de pétalos. Escenarios 1 y 2. Perforación de pozos.

Para un mayor detalle, en el apartado II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL, se presentan las posibles afectaciones de los pozos a perforar sobre los componentes ambientales.

II.2 INTERACCIONES DE RIESGO.

II.2.1 Realizar un análisis y evaluación de posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos, ductos, o instalaciones que se encuentren dentro de la Zona de Alto Riesgo.

En caso de que durante la perforación ocurra un brote del pozo y termine en un descontrol de este, toda la plataforma se encontraría dentro de la zona de alto riesgo. La fuga de gas húmedo encontraría fuentes de ignición en la superficie de la plataforma, debido a que en esta etapa se ubican equipos como generadores de energía eléctrica que son parte de los servicios auxiliares durante la perforación, los cuales pueden generar chispas. Adicionalmente vehículos automotores en continuo movimiento dentro y fuera de la plataforma.

Al presentarse una liberación descontrolada de gas, podría ocasionar graves consecuencias al personal ubicado en la zona, debido a que altas concentraciones de gas natural genera deficiencia de oxígeno lo que provocaría pérdida de conocimiento o incluso la muerte. Asimismo, si el gas no se dispersa rápidamente podría formarse una nube de gas de grandes proporciones que al encontrar una fuente de ignición podría causar daños por exposición a la radiación térmica a los contenedores de diésel, lo que provocaría un derrame del material y por consiguiente un incendio del equipo de perforación dentro de la localización.

En caso de presentarse un incendio los trabajadores que se encuentren en la zona de alto riesgo podrían estar expuestos a quemaduras por el efecto de la radiación térmica generada. Con la finalidad de reducir la probabilidad de que ocurra el evento antes mencionado, se aplicarían las medidas de seguridad necesarias durante la perforación de pozos, tales como:

- Programa de capacitación y entrenamiento adecuado al personal operativo previa a la realización de las operaciones peligrosas.
- Planes de contingencia de derrames de petróleo actualizados, y equipos de recuperación.
- Inspección y mantenimiento del equipo de perforación previo a su ubicación dentro de la plataforma.
- Procedimiento de control de pozo.
- Material químico suficiente para preparar lodos en caso de requerirse.
- Programa del pozo.
- Actualización y difusión de los procedimientos operativos.
- Actualización y aplicación de programas de inspección y mantenimiento de equipo.
- Actualización periódica de las bitácoras de mantenimiento y operación.
- Certificación de los equipos de perforación.

Las medidas mencionadas anteriormente son enunciativas más no limitativas, en el apartado III.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS se enlistan todas y cada una de las acciones consideradas en esta actividad.

Los radios máximos de afectación para los escenarios simulados para la perforación de pozos forman parte de los anexos del presente documento.

En cuanto a la interacción del riesgo con la infraestructura existente en el campo se destaca lo siguiente:

El árbol de válvulas y todos sus componentes se diseñan con estrictas condiciones de seguridad para soportar presiones y temperaturas altas, tanto internas como externas.

Las presiones de trabajo a las que son diseñados los árboles de válvulas para su operación eficiente comprenden presiones de trabajo de 2 000 a 20 000 psi. Su diseño

considera presiones internas propias del yacimiento, así como presiones inducidas y externas, especialmente en los accesorios, tales como conexiones, bridas, válvulas entre otras.

Con base en lo anterior, la estructura y resistencia del material del árbol de válvulas, no se vería afectada por un evento de sobrepresión equivalente a 10 psi, el cual es el rango en el cual máquinas y herramientas pueden ser dañadas e inclusive arrancadas de su base.

Al ocurrir un evento de sobrepresión, en alguno de los 63 pozos que se contemplan perforar, no se tendrían daños a las instalaciones existentes (pozos), ya que aun y cuando en algunos casos los pozos existentes se encuentren dentro de una zona considerada de alto riesgo por sobrepresión (1 psi a 241.46 metros), esta presión no es lo suficiente como para causar daños a la integridad mecánica de la instalación existente.

En cuanto a la temperatura, los arboles de válvulas son diseñados para operar en uno o más rangos de temperaturas máximas y mínimas. La temperatura ambiente es la mínima a la cual puede estar sujeto el árbol de válvulas. La temperatura máxima es a la cual se encuentra el fluido que está en contacto directo con el material del árbol de válvulas.

Estas temperaturas de diseño pueden variar según los requerimientos por las características del tipo de fluido. Por otra parte, el diseño considera los efectos de expansión térmica, debido a los cambios de temperatura y por gradientes de temperatura interna y externa.

Al presentarse un evento de radiación térmica, este, normalmente tiene un comportamiento de flama de tipo jet con tendencias de alargamiento de su geometría con una vertical hacia arriba o con cierto ángulo de inclinación sobre la horizontal, lo cual estaría en función de la alta velocidad de salida del gas debido a la presión del pozo, densidad con respecto al aire del material fugado y de la velocidad del viento principalmente, por tal motivo para daños a equipos por radiación térmica tendrían que alcanzar niveles de radiación de 37.5 kW/m² los cuales se encontrarían en los primeros metros dentro de la plataforma, y por lo tanto sin afectación a instalaciones ya existentes.

II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL.

II.3.1 Identificar y describir los componentes ambientales y asentamientos humanos que pueden ser afectados por los eventos de riesgo identificados, considerando las zonas de alto riesgo y amortiguamiento determinadas en el punto II.1. RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.

Una vez obtenidos los radios de afectación de cada escenario, es importante identificar los componentes ambientales y asentamientos humanos que pudieran ser afectados al presentarse un evento no deseado.

Los efectos sobre el medio ambiente y la población se analizaron con base al escenario 1 correspondiente al brote de pozo, que de acuerdo con las modelaciones tiene mayor superficie de afectación, asimismo, como se puede apreciar en el diagrama de pétalos, las posibles afectaciones del escenario 2 se encontrarían dentro de la plataforma y sin efecto directo a la población.

Alcance de daños a viviendas

La superficie que ocupa el campo es bastante extensa lo que ha permitido una buena distribución de la infraestructura petrolera existente (principalmente pozos) con los nuevos pozos que se pretenden perforar. Una consideración muy importante al momento de ubicar el pozo es la afectación a la población, principalmente las viviendas que pudieran ser dañadas en el caso de presentarse un evento no deseado.

Los asentamientos humanos que se encuentran en el campo están concentrados principalmente en la parte centro, en la localidad de Villa Cuichapa, y al oeste, en San Lorenzo Mezcalapa.

Se localizan además de forma aislada y dispersa, diversas viviendas (algunas ya abandonadas) y construcciones que en ocasiones sirven como granjas de aves de corral y porcinos.

Las radiaciones que pueden afectar las casas construidas a base de madera y láminas de zinc corresponden a 37.5 kW/m², 25 kW/m² y 12.5 kW/m². La ubicación de las viviendas o construcciones más cercanas respecto a cada pozo a perforar se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 83. Daños a viviendas o construcciones.

Pozo	Vivienda o construcción dentro del radio de afectación RADIACIÓN TÉRMICA			Distancia de la vivienda o construcción más cercana respecto al pozo m
	Ignición de madera con flama directa 12.5 kW/m ² 53.10 m	Ignición de madera sin flama 25 kW/m ² 37.72 m	Daños a equipo (metales) 37.5 kW/m ² 30.76 m	
CS-1	Ninguna	Ninguna	Ninguna	265 m al NNO
CS-2	Ninguna	Ninguna	Ninguna	151 m al OSO
CS-3	Ninguna	Ninguna	Ninguna	369 m al ENE
CS-4	Ninguna	Ninguna	Ninguna	213 m al E
CS-5	Ninguna	Ninguna	Ninguna	385 m al ONO
CS-6	Ninguna	Ninguna	Ninguna	236 m al NO
CS-7	Ninguna	Ninguna	Ninguna	280 m al OSO
CS-8	Ninguna	Ninguna	Ninguna	520 m al E
CS-9	Ninguna	Ninguna	Ninguna	133 m al NO
CS-10	Ninguna	Ninguna	Ninguna	265 m al S
CS-11	Ninguna	Ninguna	Ninguna	72 m al ENE
CS-12	Ninguna	Ninguna	Ninguna	135 m al ESE
CS-13	Ninguna	Ninguna	Ninguna	77 m al SSO

Pozo	Vivienda o construcción dentro del radio de afectación RADIACIÓN TÉRMICA			Distancia de la vivienda o construcción más cercana respecto al pozo m
	Ignición de madera con flama directa 12.5 kW/m ² 53.10 m	Ignición de madera sin flama 25 kW/m ² 37.72 m	Daños a equipo (metales) 37.5 kW/m ² 30.76 m	
CS-14	Ninguna	Ninguna	Ninguna	250 m al OSO
CS-15	Ninguna	Ninguna	Ninguna	80 m al NE
CS-16	Ninguna	Ninguna	Ninguna	73 m al NO
CS-17	Ninguna	Ninguna	Ninguna	277 m al SE
CS-18	Ninguna	Ninguna	Ninguna	321 m al SO
CS-19	Ninguna	Ninguna	Ninguna	178 m al ESE
CS-20	Ninguna	Ninguna	Ninguna	243 m al N
CS-21	Ninguna	Ninguna	Ninguna	350 m al NO
CS-22	Ninguna	Ninguna	Ninguna	158 m al NNO
CS-23	Ninguna	Ninguna	Ninguna	195 m al NNE
CS-24	Ninguna	Ninguna	Ninguna	124 m al SSE
CS-25	Ninguna	Ninguna	Ninguna	317 m al SO
CS-26	Ninguna	Ninguna	Ninguna	364 m al E
CS-27	Ninguna	Ninguna	Ninguna	392 m al N
CS-28	Ninguna	Ninguna	Ninguna	241 m al OSO
CS-29	Ninguna	Ninguna	Ninguna	197 m al ESE
CS-30	Ninguna	Ninguna	Ninguna	300 m al ENE
CS-31	Ninguna	Ninguna	Ninguna	240 m al ENE
CS-32	Ninguna	Ninguna	Ninguna	116 m al O
CS-33	Ninguna	Ninguna	1	36 m al O
CS-34	Ninguna	Ninguna	Ninguna	216 m al E
CS-35	Ninguna	Ninguna	Ninguna	260 m al NO
CS-36	Ninguna	Ninguna	Ninguna	416 m al NO
CS-37	Ninguna	Ninguna	Ninguna	169 m al SE
CS-38	Ninguna	Ninguna	Ninguna	160 m al E
CP-1	Ninguna	Ninguna	Ninguna	95 m al NE
CP-2	Ninguna	Ninguna	Ninguna	78 m al NE
CP-3	Ninguna	Ninguna	Ninguna	78 m al OSO
CP-4	Ninguna	Ninguna	Ninguna	61 m al O
CP-5	Ninguna	Ninguna	Ninguna	60 m al ONO
CP-6	Ninguna	Ninguna	Ninguna	305 m al SO
CP-7	Ninguna	Ninguna	Ninguna	492 m al SE
CP-8	Ninguna	Ninguna	Ninguna	809 m al N
CP-9	Ninguna	Ninguna	Ninguna	380 m al NE
CP-10	Ninguna	Ninguna	Ninguna	115 m al N
CP-11	Ninguna	Ninguna	Ninguna	180 m al O
CP-12	Ninguna	Ninguna	Ninguna	250 m al S
CP-13	Ninguna	Ninguna	Ninguna	260 m al OSO
CP-14	Ninguna	Ninguna	Ninguna	206 m al SSO
CP-15	Ninguna	Ninguna	Ninguna	238 m al NE
CP-16	Ninguna	Ninguna	Ninguna	90 m al E
CP-17	Ninguna	Ninguna	Ninguna	156 m al N

Pozo	Vivienda o construcción dentro del radio de afectación RADIACIÓN TÉRMICA			Distancia de la vivienda o construcción más cercana respecto al pozo m
	Ignición de madera con flama directa 12.5 kW/m ² 53.10 m	Ignición de madera sin flama 25 kW/m ² 37.72 m	Daños a equipo (metales) 37.5 kW/m ² 30.76 m	
CP-18	Ninguna	Ninguna	Ninguna	223 m al S
CP-19	Ninguna	Ninguna	Ninguna	518 m al SSE
CP-20	Ninguna	Ninguna	Ninguna	540 m al O
CP-21	Ninguna	Ninguna	Ninguna	364 m al S
CP-22	Ninguna	Ninguna	Ninguna	1302 m al NE
CP-23	Ninguna	Ninguna	Ninguna	1408 m al NE
CP_42	Ninguna	Ninguna	Ninguna	1550 m al ENE
CP_43	Ninguna	Ninguna	Ninguna	1250 m al ENE

Derivado de la tabla anterior, en caso de ocurrir un evento no deseado durante la perforación de los pozos, no habría daños a las casas aledañas construidas con materiales como lámina de zinc, madera y block. Con excepción, de un pozo, donde existe una vivienda que se localiza dentro del radio de afectación para daños a equipos (metales). Como las ubicaciones de los pozos son preliminares, para evitar daños severos a la población y viviendas, existe la posibilidad de reubicar el pozo, previo aviso a las autoridades correspondientes.

Es importante mencionar que los escenarios simulados son resultados matemáticos basados en las condiciones atmosféricas críticas y con probabilidad de causar el mayor daño, sin embargo, es evidente que los efectos estarán sujetos a variaciones de diversas fuentes que hacen posible un escenario de riesgo determinado, como la dirección del viento, temperatura, humedad, precipitación, entre otros que aumentan o disminuyen la probabilidad de ocurrencia y consecuencia.

Durante la perforación de pozos se contará con las medidas preventivas adecuadas y con las disposiciones inmediatas de respuestas ante un evento de riesgo.

Componentes ambientales.

Al ocurrir un evento no deseado, como una fuga, un brote o descontrol de pozo, se pueden tener afectaciones no solo a la población, viviendas y equipos, sino al medio natural como la vegetación y agua. Por lo tanto, es importante conocer e identificar los componentes ambientales que pudieran verse afectados al ocurrir un evento.

A continuación, se describen los componentes ambientales que podrían verse afectados por eventos de riesgo.

Vegetación. En caso de presentarse un incendio durante la perforación de un pozo, los efectos adversos a la vegetación serían causados por intensidad de radiación de 25 kW/m² y 12.5 kW/m², mismas que serían suficientes para incendiar la madera (vegetación en general) a flama directa e indirecta respectivamente. Además del daño

a la vegetación también se producirían daños a la fauna principalmente anfibios y reptiles de lento desplazamiento.

En la siguiente figura se presenta las posibles afectaciones a la cobertura vegetal por radiación térmica en la perforación del pozo CP-17.

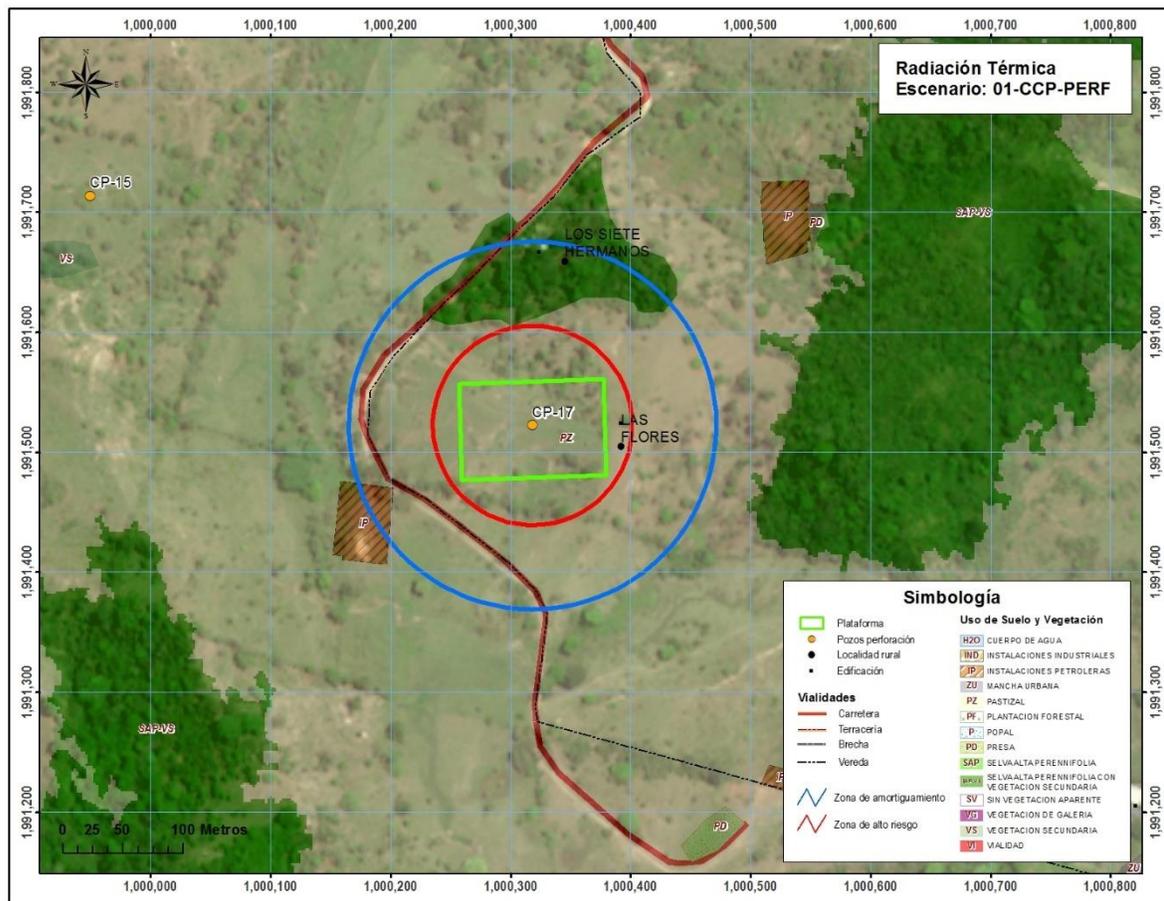


Figura 16. Posible afectación a la cobertura vegetal. Pozo CP-17

Como se puede observar, la cobertura vegetal que sería afectada por radiación térmica consistiría principalmente en pastizal, ya que es el tipo de vegetación que se distribuye sobre la zona de alto riesgo donde la energía térmica es más intensa.

Cada uno de los pozos que se pretenden perforar presenta diferente cobertura vegetal, siendo esta principalmente pastizal y pequeñas porciones de selva alta perennifolia con vegetación secundaria. En la siguiente tabla se presentan las posibles afectaciones hacia la vegetación en cada uno de los pozos. Sin embargo, cabe mencionar que la ubicación de los pozos es preliminar, por lo que dadas las condiciones ambientales y operativas alguno de los pozos podría cambiar su ubicación previo aviso y permiso de las autoridades correspondientes.

Tabla 84. Posible afectación a la cobertura vegetal.

Pozo	Ignición de madera con flama directa 12.5 kw/m² 53.10 m	Ignición de madera sin flama 25 kw/m² 37.72 m
CS-1	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal
CS-2	Pastizal	Pastizal
CS-3	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal
CS-4	Pastizal	Pastizal
CS-5	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal
CS-6	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal
CS-7	Vegetación secundaria Pastizal	Vegetación secundaria Pastizal
CS-8	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal
CS-9	Pastizal	Pastizal
CS-10	Pastizal	Pastizal
CS-11	Pastizal	Pastizal
CS-12	Pastizal	Pastizal
CS-13	Pastizal	Pastizal
CS-14	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal
CS-15	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal
CS-16	Pastizal	Pastizal
CS-17	Pastizal	Pastizal
CS-18	Pastizal	Pastizal
CS-19	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria
CS-20	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal
CS-21	Pastizal	Pastizal
CS-22	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria
CS-23	Vegetación secundaria Pastizal	Vegetación secundaria Pastizal
CS-24	Pastizal	Pastizal
CS-25	Pastizal	Pastizal
CS-26	Pastizal	Pastizal
CS-27	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria
CS-28	Pastizal	Pastizal

Pozo	Ignición de madera con flama directa 12.5 kw/m ² 53.10 m	Ignición de madera sin flama 25 kw/m ² 37.72 m
CS-29	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal
CS-30	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal
CS-31	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal
CS-32	Pastizal	Pastizal
CS-33	Pastizal	Pastizal
CS-34	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria
CS-35	Pastizal	Pastizal
CS-36	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal
CS-37	Pastizal	Pastizal
CS-38	Pastizal	Pastizal
CP-1	Vegetación secundaria Pastizal	Vegetación secundaria Pastizal
CP-2	Pastizal	Pastizal
CP-3	Pastizal	Pastizal
CP-4	Pastizal Vegetación secundaria	Pastizal
CP-5	Pastizal	Pastizal
CP-6	Pastizal	Pastizal
CP-7	Pastizal	Pastizal
CP-8	Pastizal	Pastizal
CP-9	Plantación forestal	Plantación forestal
CP-10	Pastizal	Pastizal
CP-11	Pastizal	Pastizal
CP-12	Pastizal	Pastizal
CP-13	Pastizal	Pastizal
CP-14	Pastizal	Pastizal
CP-15	Pastizal Vegetación secundaria	Pastizal
CP-16	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal
CP-17	Pastizal	Pastizal
CP-18	Pastizal	Pastizal
CP-19	Pastizal	Pastizal
CP-20	Pastizal	Pastizal
CP-21	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal
CP-22	Pastizal	Pastizal
CP-23	Pastizal	Pastizal

Pozo	Ignición de madera con flama directa 12.5 kw/m ² 53.10 m	Ignición de madera sin flama 25 kw/m ² 37.72 m
CP_42	Pastizal	Pastizal
CP_43	Pastizal	Pastizal

Hidrología. La hidrología superficial no se vería afectada al presentarse un evento de riesgo, como fuga, brote o descontrol del pozo, ya que el principal material liberado sería en forma de gas, por lo que se desplazaría con el aire y no a través del suelo para afectar algún cuerpo o corriente de agua cercano. No obstante, las plataformas a construir contarán con las medidas necesarias para evitar algún posible daño a la hidrología.

II.3.2 Valoración de dichos efectos sobre la integridad funcional de los ecosistemas (biodiversidad, fragilidad, hábitats, etc.), así como sobre la salud humana, presentando los resultados de dicho análisis.

Se definieron los conceptos ambientales críticos por medio de concepto de sensibilidad. En este sentido, se determina que las áreas sensibles serán los sitios ambientalmente susceptibles de sufrir las alteraciones provocadas por el ambiente o las antrópicas y aquellas que pudieran impedir la ejecución de las actividades petroleras dentro del área.

La identificación de los componentes ambientales y la determinación de las áreas sensibles permiten ordenar espacialmente los sectores susceptibles a ser afectados por la ejecución del Proyecto; la categorización de sensibilidad se estableció en tres categorías: Alta, Media y Baja.

Para la valoración de la sensibilidad ambiental de cada componente, sobre unidades territoriales de análisis, genera áreas homogéneas de sensibilidad que tienen una expresión espacial, representada cartográficamente a través de mapas de sensibilidad ambiental.

Para el área de interés se analizaron componentes ambientales, los cuales describen el ambiente y sus cambios de manera confiable: geomorfología, edafología, hidrología y vegetación.

Sensibilidad geomorfológica.

El SAR se concentra en una zona cuya formación geológica pertenece a la llanura aluvial costera inundable, lo que quiere decir que es casi plana y, por lo tanto, en los meses de mayores precipitaciones se convierte en área inundable.

Los procesos geomorfológicos que pudieran verse afectados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 85. Procesos geomorfológicos de la llanura aluvial costera inundable.

Geoformas	Denudación			Acumulación			Inundación			Derrumbes			Intemperismo			Erosión			
	Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja	
Llanura aluvial costera inundable			x			x	x					x				x	x		

Los fenómenos hidrometeorológicos hacen que el área presente un tipo de erosión hídrica. Asimismo, las afectaciones que derivan de la denudación, acumulación e intemperismo son menores dentro del área.

Se genera la sensibilidad geomorfológica, que muestra las características de los procesos geomorfológicos factibles para cada tipo de morfología, resultando que la superficie del SAR posee una baja sensibilidad.

Tabla 86. Unidad geomorfológica del Sistema Ambiental Regional.

Unidad geomorfológica	Grado de sensibilidad		
	Alta	Media	Baja
Llanura aluvial costera inundable	-	-	x

Sensibilidad en vegetación.

La información cartográfica sobre el uso de suelo y vegetación, así como las observaciones directas realizadas en los recorridos de campo, permitieron describir y evaluar los tipos de vegetación presentes en el SAR, lográndose definir áreas sensibles de acuerdo con el grado de conservación de la vegetación.

La definición de áreas sensibles valorando el estado de conservación de la vegetación es relevante por la diversidad faunística y florística que alberga.

Se definieron las categorías de áreas sensibles, las cuales consideran la extensión de vegetación mejor conservada y la que ha sido totalmente perturbada por las actividades desarrolladas, indicando que el sitio ha sido transformado. Los tipos de sensibilidad baja, media y alta se define de la siguiente manera:

Sensibilidad baja. Se consideran las áreas que ya han experimentado en su totalidad un cambio de uso de suelo, principalmente por las actividades primarias (agricultura y ganadería) que han transformado la vegetación del sitio, siendo aquellas en las que se tiene un daño permanente, afectada por factores antrópicos. Como parte de esta sensibilidad se encuentran las plantaciones forestales y los pastizales destinados a las actividades ganaderas, que se pueden presentar con o sin arboles asilados y en ocasiones son intercalados con cultivos de temporal de subsistencia.

Sensibilidad media. Se incluyen las áreas donde la vegetación ha sido transformada parcialmente o donde existen asociaciones de vegetación secundaria, cuyas especies

suelen tener una vida corta y son reemplazadas con el tiempo por especies residentes. Aquella afectada por factores antrópicos o naturales. Como sensibilidad media, podemos encontrar en el área de estudio a la vegetación secundaria de selva.

Sensibilidad Alta. Comprende los tipos de vegetación que se consideran frágiles, en donde se encuentra un tipo de vegetación original y sin perturbaciones antropogénicas. En ella pueden encontrarse especies vegetales que se enlistan dentro de la NOM-059-SEMARNAT-2010, además de ser zonas en donde se concentra una importante concentración de fauna silvestre y que no se encuentra afectada por factores antrópicos o naturales. En esta clasificación se identifica a la selva alta perennifolia, vegetación de galería y popal. De igual manera se consideró la selva alta perennifolia con vegetación secundaria en esta categoría debido a su importancia ecológica, ya que alberga especies arbóreas que se encuentran en la NOM-059-SEMARNAT-2010.

A continuación, se presentan las superficies por tipo de vegetación y grado de sensibilidad.

Tabla 87. Superficie del Sistema Ambiental Regional por tipo de vegetación y grado de sensibilidad.

Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad	%
Sin vegetación aparente	Baja	0.03
Instalaciones industriales	Baja	0.04
Cuerpo de agua	-	0.1
Popal	Alta	0.12
Presa de desechos	Baja	0.51
Vegetación de galería	Alta	0.69
Vialidad	Baja	0.92
Instalaciones petroleras	Baja	1.29
Plantación forestal	Baja	1.52
Selva alta perennifolia	Alta	2.57
Vegetación secundaria	Media	3.97
Asentamientos humanos	-	4.81
Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Alta	10.9
Pastizal	Baja	72.53

De acuerdo con la tabla anterior para el SAR el 14.28% de la superficie tienen una sensibilidad alta, 3.97% presenta sensibilidad media y el 76.84% cuenta con sensibilidad baja. Mientras que los cuerpos de agua y los asentamientos humanos suman el 4.91% de la superficie.

Efectos potenciales a la salud humana.

Uno de los componentes que integran la mezcla de hidrocarburos, es el ácido sulfhídrico (H₂S), este gas altamente tóxico puede provocar consecuencias fatales en

altas concentraciones. Como tiene una densidad mayor que la del aire, suele acumularse en lugares bajos donde puede causar víctimas.

De acuerdo con las características de la mezcla de hidrocarburo, esta no contiene entre sus componentes ácido sulfhídrico, por lo que no se consideran efectos a la salud humana a causa de este gas tóxico.

Resultados de la evaluación.

Las valoraciones de cada uno de los componentes ambientales del SAR permitieron evaluar los efectos que pueden causar un evento de riesgo sobre la integridad funcional de los ecosistemas y la salud humana en la superficie del Proyecto y sus radios de afectación.

Para el caso del presente estudio la superficie a evaluar se tomó con base a los resultados del análisis de consecuencias; los radios de afectación corresponden al peor caso que pudiera presentarse durante la perforación de los pozos, por lo tanto, al ocurrir un evento, este puede ser de proporciones menores a las que se estiman.

De acuerdo con el resultado de las modelaciones para un evento de incendio en forma de dardo de fuego se determinó un radio de alto riesgo a una distancia de 82.83 m del pozo, asimismo una zona de amortiguamiento a un radio de 152.77 m.

De darse las condiciones para un evento de sobrepresión, la zona de salvaguarda se encontraría a una distancia de 410.45 m, mientras que la zona de alto riesgo se encontraría a los 241.46 m.

Considerando los radios de afectación antes mencionados se analizaron los diferentes componentes obteniendo el siguiente resultado.

Tabla 88. Análisis y evaluación de resultados y radios de afectación del peor caso.

Pozo	Modelo	Unidad geomorfológica	Sensibilidad	Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad
CS-1	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Alta Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Alta Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Alta Baja
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Alta Baja
CS-2	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta

Pozo	Modelo	Unidad geomorfológica	Sensibilidad	Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CS-3	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CS-4	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Media Alta
CS-5	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CS-6	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CS-7	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Media Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Media Alta
CS-8	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta

Pozo	Modelo	Unidad geomorfológica	Sensibilidad	Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad
CS-9	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CS-10	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Media Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Media Alta
CS-11	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CS-12	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CS-13	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Selva alta perennifolia	Baja Alta Alta
CS-14	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CS-15	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta

Pozo	Modelo	Unidad geomorfológica	Sensibilidad	Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CS-16	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CS-17	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Vegetación secundaria	Baja Alta Media
CS-18	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Media Alta
CS-19	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Alta Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Alta Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Alta Baja
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Alta Baja
CS-20	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CS-21	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja

Pozo	Modelo	Unidad geomorfológica	Sensibilidad	Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CS-22	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Alta Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Alta Baja
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Alta Baja
CS-23	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Media Alta
CS-24	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Vegetación secundaria	Baja Alta Media
CS-25	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CS-26	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CS-27	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Alta Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Alta Baja

Pozo	Modelo	Unidad geomorfológica	Sensibilidad	Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Alta Baja
CS-28	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Vegetación secundaria	Baja Alta Media
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Vegetación secundaria	Baja Alta Media
CS-29	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Selva alta perennifolia	Baja Alta Alta
CS-30	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Vegetación secundaria	Baja Alta Media
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Vegetación secundaria	Baja Alta Media
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Vegetación secundaria	Baja Alta Media
CS-31	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CS-32	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia	Baja Alta
CS-33	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja

Pozo	Modelo	Unidad geomorfológica	Sensibilidad	Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad
CS-34	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Alta Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Alta Baja
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Pastizal	Alta Baja
CS-35	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
CS-36	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Popal	Baja Alta Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Popal	Baja Alta Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Popal	Baja Alta Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Popal	Baja Alta Alta
CS-37	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CS-38	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CP-1	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Media Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Media Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Media Alta

Pozo	Modelo	Unidad geomorfológica	Sensibilidad	Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad
CP-2	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Media Alta
CP-3	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria Vegetación de galería	Baja Media Alta
CP-4	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria Vegetación de galería	Baja Media Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria Vegetación de galería	Baja Media Alta
CP-5	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería Vegetación secundaria Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta Media Alta
CP-6	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta Alta
CP-7	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería	Baja Alta

Pozo	Modelo	Unidad geomorfológica	Sensibilidad	Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad
CP-8	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería	Baja Alta
CP-9	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Plantación forestal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Plantación forestal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Plantación forestal	Baja
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Plantación forestal Selva alta perennifolia	Baja Alta
CP-10	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
CP-11	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería	Baja Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta Alta
CP-12	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Vegetación de galería	Baja Alta Alta
CP-13	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CP-14	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja

Pozo	Modelo	Unidad geomorfológica	Sensibilidad	Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CP-15	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación secundaria Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Media Alta
CP-16	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CP-17	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CP-18	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CP-19	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CP-20	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta

Pozo	Modelo	Unidad geomorfológica	Sensibilidad	Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Vegetación secundaria	Baja Alta Media
CP-21	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
CP-22	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería	Baja Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta Alta
CP-23	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería	Baja Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta Alta
CP-42	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Vegetación de galería	Baja Alta Alta
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Vegetación de galería	Baja Alta Alta
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria Vegetación de galería	Baja Alta Alta
CP-43	Radiación térmica (5 kw/m ²) 82.83 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Radiación térmica (1.4 kw/m ²) 152.77 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal	Baja
	Sobrepresión (1 psi) 241.46 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería Plantación forestal	Baja Alta Baja
	Sobrepresión (0.5 psi) 410.45 m	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Pastizal Vegetación de galería Plantación forestal Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Baja Alta Baja Alta

SISTEMA DE TRANSPORTE POR DUCTO

II.4 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.

II.4.1 Metodología.

Se incluye de manera anexa la memoria de cálculo para la determinación del caudal e inventario de fuga del sistema de transporte por ductos.

Anexo 18. Memoria de cálculo para la determinación del caudal e inventario de fuga. Sistema de transporte por ducto.

II.4.2 Escenarios de riesgo.

Los análisis HAZOP dieron como resultado los escenarios que por su magnitud y frecuencia representan un mayor riesgo, tomando en cuenta las condiciones operativas críticas del proceso, flujo, almacenamiento, propiedades de las sustancias químicas manejadas y presencia de equipos críticos.

Los escenarios o hipótesis accidentales seleccionadas para representar las consecuencias que se tendrían con el desarrollo del proyecto se presentan a continuación.

Tabla 89. Catálogo de escenarios de riesgo. Sistema de transporte por ductos.

Clave del escenario	Nodo / subsistema	Descripción	Tipo de evento
01-CCP-LF	Línea de Flujo	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 0.6" localizado en cualquier punto de la línea de flujo de 3" de diámetro equivalente.	Caso más probable
02-CCP-LF	Línea de Flujo	Ruptura de la línea de flujo de 3" de diámetro equivalente.	Peor caso
03-CCP-OLG	Oleogasoducto	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 1.2" localizado en cualquier punto del oleogasoducto de 6" de diámetro equivalente.	Caso más probable
04-CCP-OLG	Oleogasoducto	Ruptura del oleogasoducto de 6" de diámetro equivalente.	Peor caso
05-CCP-OLEO	Oleoducto	Fuga de aceite por orificio de 1.6" localizado en cualquier punto del oleoducto de 8" de diámetro equivalente.	Caso más probable
06-CCP-OLEO	Oleoducto	Ruptura de oleoducto de 8" de diámetro equivalente.	Peor caso
07-CCP-GASO	Gasoducto	Fuga de gas por orificio de 2.4" localizado en el cuerpo del gasoducto de 12" de diámetro.	Caso más probable
08-CCP-GASO	Gasoducto	Ruptura de gasoducto de 12" de diámetro equivalente.	Peor caso
09-CCP-LBN	Línea de bombeo neumático	Fuga de gas por orificio de 0.4" localizado en el cuerpo de la línea de bombeo neumático de 2" de diámetro equivalente.	Caso más probable
10-CCP-LBN	Línea de bombeo neumático	Ruptura de línea de bombeo neumático de 2" de diámetro equivalente.	Peor caso

LF=línea de flujo OLG=oleogasoducto OLEO=oleoducto GASO=gasoducto LBN=línea de bombeo neumático

II.4.2.1 Simulación de los escenarios de riesgos.

Los criterios y consideraciones descritos en los puntos anteriores proporcionaron la información requerida para realizar las simulaciones de cada escenario de riesgo. A continuación, se presentan los parámetros y consideraciones utilizados para cada escenario simulado.

Tabla 90. Consideraciones. Escenario 01-CCP-LF.

Nodo: Línea de flujo.

Simulador utilizado:	SCRI FUEGO, versión 1.4.2			Instalación:	Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:	01-CCP-LF			Tipo de evento:	Caso más probable	
Descripción del escenario:	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 0.6" localizado en cualquier punto de la línea de flujo de 3" de diámetro equivalente.					
Condiciones ambientales del área del proyecto						
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga		
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F
Material o sustancia peligrosa bajo estudio						
Nombre:	Mezcla de Hidrocarburo			Fase:	Líquido-Gas	
Componente		% mol	Componente		% mol	
Agua		58.04	Metil ciclopentano		0.06	
Nitrógeno		0.19	Benceno		0.01	
Dióxido de carbono		0.06	Ciclo hexano		0.03	
Metano		27.37	Heptano		0.42	
Etano		3.66	Metil ciclohexano		0.08	
Propano		2.01	Tolueno		0.04	
Isobutano		0.33	Etil benceno		0.04	
Butano		0.81	m.p. xileno		0.09	
Isopentano		0.31	o-xileno		0.03	
Pentano		0.33	Octano +		5.62	
Hexano		0.47				
Características del sitio en el que se encuentra la fuga						
Área del dique (m²)	No aplica			Altura del dique (m)	No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga						
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm²)	Altura hidráulica¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga² (m)
Tubería	32	7	No aplica	0.6"	horizontal	0
Causas que originan la liberación		Daño mecánico, Erosión, Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.				

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 91. Consideraciones. Escenario 02-CCP-LF.

Nodo: Línea de flujo.

Simulador utilizado:	SCRI FUEGO, versión 1.4.2			Instalación:	Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:	02-CCP-LF			Tipo de evento:	Peor caso	
Descripción del escenario:	Ruptura de la línea de flujo de 3" de diámetro equivalente.					
Condiciones ambientales del área del proyecto						
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga		
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F
Material o sustancia peligrosa bajo estudio						
Nombre:	Mezcla de Hidrocarburo			Fase:	Líquido-Gas	
Componente		% mol	Componente		% mol	
Agua		58.04	Metil ciclopentano		0.06	
Nitrógeno		0.19	Benceno		0.01	
Dióxido de carbono		0.06	Ciclo hexano		0.03	
Metano		27.37	Heptano		0.42	
Etano		3.66	Metil ciclohexano		0.08	
Propano		2.01	Tolueno		0.04	
Isobutano		0.33	Etil benceno		0.04	
Butano		0.81	m.p. xileno		0.09	
Isopentano		0.31	o-xileno		0.03	
Pentano		0.33	Octano +		5.62	
Hexano		0.47				
Características del sitio en el que se encuentra la fuga						
Área del dique (m²)	No aplica			Altura del dique (m)	No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga						
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm ²)	Altura hidráulica ¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga ² (m)
Tubería	32	7	No aplica	3"	horizontal	0
Causas que originan la liberación		Daño mecánico, Erosión, Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.				

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 92. Consideraciones. Escenario 03-CCP-OLG.

Nodo: Oleogasoducto

Simulador utilizado:	SCRI FUEGO, versión 1.4.2			Instalación:	Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:	03-CCP-OLG			Tipo de evento:	Caso más probable	
Descripción del escenario:	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 1.2" localizado en cualquier punto del oleogasoducto de 6" de diámetro equivalente.					
Condiciones ambientales del área del proyecto						
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga		
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F
Material o sustancia peligrosa bajo estudio						
Nombre:	Mezcla de Hidrocarburo			Fase:	Líquido-Gas	
Componente		% mol	Componente		% mol	
Agua		58.04	Metil ciclopentano		0.06	
Nitrógeno		0.19	Benceno		0.01	
Dióxido de carbono		0.06	Ciclo hexano		0.03	
Metano		27.37	Heptano		0.42	
Etano		3.66	Metil ciclohexano		0.08	
Propano		2.01	Tolueno		0.04	
Isobutano		0.33	Etil benceno		0.04	
Butano		0.81	m.p. xileno		0.09	
Isopentano		0.31	o-xileno		0.03	
Pentano		0.33	Octano +		5.62	
Hexano		0.47				
Características del sitio en el que se encuentra la fuga						
Área del dique (m²)	No aplica			Altura del dique (m)	No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga						
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm ²)	Altura hidráulica ¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga ² (m)
Tubería	32	12	No aplica	1.2"	horizontal	0
Causas que originan la liberación		Daño mecánico, Erosión, Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.				

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 93. Consideraciones. Escenario 04-CCP-OLG.

Nodo: Oleogasoducto.

Simulador utilizado:	SCRI FUEGO, versión 1.4.2			Instalación:	Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:	04-CCP-OLG			Tipo de evento:	Peor caso	
Descripción del escenario:	Ruptura de la línea de flujo de 6" de diámetro equivalente.					
Condiciones ambientales del área del proyecto						
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga		
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F
Material o sustancia peligrosa bajo estudio						
Nombre:	Mezcla de Hidrocarburo			Fase:	Líquido-Gas	
Componente		% mol	Componente		% mol	
Agua		58.04	Metil ciclopentano		0.06	
Nitrógeno		0.19	Benceno		0.01	
Dióxido de carbono		0.06	Ciclo hexano		0.03	
Metano		27.37	Heptano		0.42	
Etano		3.66	Metil ciclohexano		0.08	
Propano		2.01	Tolueno		0.04	
Isobutano		0.33	Etil benceno		0.04	
Butano		0.81	m.p. xileno		0.09	
Isopentano		0.31	o-xileno		0.03	
Pentano		0.33	Octano +		5.62	
Hexano		0.47				
Características del sitio en el que se encuentra la fuga						
Área del dique (m²)	No aplica			Altura del dique (m)	No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga						
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm²)	Altura hidráulica¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga² (m)
Tubería	32	12	No aplica	6"	horizontal	0
Causas que originan la liberación		Daño mecánico, Erosión, Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.				

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 94. Consideraciones. Escenario 05-CCP-OLEO.

Nodo: Oleoducto.

Simulador utilizado:	SCRI FUEGO, versión 1.4.2			Instalación:	Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:	05-CCP-OLEO			Tipo de evento:	Caso más probable	
Descripción del escenario:	Fuga de aceite por orificio de 1.6" localizado en cualquier punto del oleoducto de 8" de diámetro equivalente.					
Condiciones ambientales del área del proyecto						
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga		
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F
Material o sustancia peligrosa bajo estudio						
Nombre:	Aceite			Fase:	Líquido	
Componente		% mol	Componente		% mol	
Agua		45.64	Benceno		0.04	
Metano		0.56	Ciclo hexano		0.23	
Etano		0.55	Heptano		2.66	
Propano		1.06	Metil ciclohexano		0.53	
Isobutano		0.38	Tolueno		0.25	
Butano		1.27	Etil benceno		0.27	
Isopentano		0.9	m.p. xileno		0.64	
Pentano		1.16	o-xileno		0.2	
Hexano		2.52	Octano +		40.81	
Metil ciclopentano		0.33				
Características del sitio en el que se encuentra la fuga						
Área del dique (m²)	No aplica			Altura del dique (m)	No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga						
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm²)	Altura hidráulica¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga² (m)
Tubería	32	12	No aplica	1.6"	horizontal	0
Causas que originan la liberación		Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.				

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 95. Consideraciones. Escenario 06-CCP-OLEO.

Nodo: Oleoducto.

Simulador utilizado:	SCRI FUEGO, versión 1.4.2			Instalación:	Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:	06-CCP-OLEO			Tipo de evento:	Peor caso	
Descripción del escenario:	Ruptura de oleoducto de 8" de diámetro equivalente.					
Condiciones ambientales del área del proyecto						
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga		
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F
Material o sustancia peligrosa bajo estudio						
Nombre:	Aceite			Fase:	Líquido	
Componente		% mol	Componente		% mol	
Agua		45.64	Benceno		0.04	
Metano		0.56	Ciclo hexano		0.23	
Etano		0.55	Heptano		2.66	
Propano		1.06	Metil ciclohexano		0.53	
Isobutano		0.38	Tolueno		0.25	
Butano		1.27	Etil benceno		0.27	
Isopentano		0.9	m.p. xileno		0.64	
Pentano		1.16	o-xileno		0.2	
Hexano		2.52	Octano +		40.81	
Metil ciclopentano		0.33				
Características del sitio en el que se encuentra la fuga						
Área del dique (m²)	No aplica			Altura del dique (m)	No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga						
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm²)	Altura hidráulica¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga² (m)
Tubería	32	12	No aplica	8"	horizontal	0
Causas que originan la liberación		Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.				

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 96. Consideraciones. Escenario 07-CCP-GASO.

Nodo: Gasoducto.

Simulador utilizado:	SCRI FUEGO, versión 1.4.2		Instalación:	Campo Cuichapa Poniente		
Clave del escenario:	07-CCP-GASO		Tipo de evento:	Caso más probable		
Descripción del escenario:	Fuga de gas por orificio de 2.4" localizado en el cuerpo del gasoducto de 12" de diámetro.					
Condiciones ambientales del área del proyecto						
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga		
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F
Material o sustancia peligrosa bajo estudio						
Nombre:	Gas			Fase:	Gas	
Componente		% mol	Componente		% mol	
Agua		1.2	Pentano		0.5	
Nitrógeno		0.55	Hexano		0.35	
Dióxido de carbono		0.17	Metil ciclopentano		0.04	
Metano		78.12	Ciclo hexano		0.01	
Etano		10.25	Heptano		0.17	
Propano		5.35	Metil ciclohexano		0.02	
Isobutano		0.78	m.p. xileno		0.01	
Butano		1.82	Octano +		0.14	
Isopentano		0.52				
Características del sitio en el que se encuentra la fuga						
Área del dique (m²)	No aplica			Altura del dique (m)	No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga						
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm²)	Altura hidráulica¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga² (m)
Tubería	32	3	No aplica	2.4"	horizontal	0
Causas que originan la liberación		Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.				

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 97. Consideraciones. Escenario 08-CCP-GASO.

Nodo: Gasoducto.

Simulador utilizado:	SCRI FUEGO, versión 1.4.2			Instalación:	Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:	08-CCP-GASO			Tipo de evento:	Peor caso	
Descripción del escenario:	Ruptura de gasoducto de 12" de diámetro equivalente.					
Condiciones ambientales del área del proyecto						
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga		
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F
Material o sustancia peligrosa bajo estudio						
Nombre:	Gas			Fase:	Gas	
Componente		% mol	Componente		% mol	
Agua		1.2	Pentano		0.5	
Nitrógeno		0.55	Hexano		0.35	
Dióxido de carbono		0.17	Metil ciclopentano		0.04	
Metano		78.12	Ciclo hexano		0.01	
Etano		10.25	Heptano		0.17	
Propano		5.35	Metil ciclohexano		0.02	
Isobutano		0.78	m.p. xileno		0.01	
Butano		1.82	Octano +		0.14	
Isopentano		0.52				
Características del sitio en el que se encuentra la fuga						
Área del dique (m²)	No aplica			Altura del dique (m)	No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga						
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm²)	Altura hidráulica¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga² (m)
Tubería	32	3	No aplica	12"	horizontal	0
Causas que originan la liberación		Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.				

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 98. Consideraciones. Escenario 09-CCP-LBN.

Nodo: Línea de bombeo neumático.

Simulador utilizado:	SCRI FUEGO, versión 1.4.2			Instalación:	Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:	09-CCP-LBN			Tipo de evento:	Caso más probable	
Descripción del escenario:	Fuga de gas por orificio de 0.4" localizado en el cuerpo de la línea de bombeo neumático de 2" de diámetro equivalente.					
Condiciones ambientales del área del proyecto						
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga		
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F
Material o sustancia peligrosa bajo estudio						
Nombre:	Gas			Fase:	Gas	
Componente		% mol	Componente		% mol	
Agua		1.2	Pentano		0.5	
Nitrógeno		0.55	Hexano		0.35	
Dióxido de carbono		0.17	Metil ciclopentano		0.04	
Metano		78.12	Ciclo hexano		0.01	
Etano		10.25	Heptano		0.17	
Propano		5.35	Metil ciclohexano		0.02	
Isobutano		0.78	m.p. xileno		0.01	
Butano		1.82	Octano +		0.14	
Isopentano		0.52				
Características del sitio en el que se encuentra la fuga						
Área del dique (m²)	No aplica			Altura del dique (m)	No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga						
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm²)	Altura hidráulica¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga² (m)
Tubería	48	58	No aplica	0.4"	horizontal	0
Causas que originan la liberación		Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.				

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 99. Consideraciones. Escenario 10-CCP-LBN.

Nodo: Línea de bombeo neumático.

Simulador utilizado:	SCRI FUEGO, versión 1.4.2			Instalación:	Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:	10-CCP-LBN			Tipo de evento:	Peor caso	
Descripción del escenario:	Ruptura de línea de bombeo neumático de 2" de diámetro equivalente.					
Condiciones ambientales del área del proyecto						
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga		
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F
Material o sustancia peligrosa bajo estudio						
Nombre:	Gas			Fase:	Gas	
Componente		% mol	Componente		% mol	
Agua		1.2	Pentano		0.5	
Nitrógeno		0.55	Hexano		0.35	
Dióxido de carbono		0.17	Metil ciclopentano		0.04	
Metano		78.12	Ciclo hexano		0.01	
Etano		10.25	Heptano		0.17	
Propano		5.35	Metil ciclohexano		0.02	
Isobutano		0.78	m.p. xileno		0.01	
Butano		1.82	Octano +		0.14	
Isopentano		0.52				
Características del sitio en el que se encuentra la fuga						
Área del dique (m²)	No aplica			Altura del dique (m)	No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga						
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm²)	Altura hidráulica¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga² (m)
Tubería	48	58	No aplica	2"	horizontal	0
Causas que originan la liberación		Daño mecánico, Erosión, Corrosión, Falla de material, Golpe externo, Acto vandálico.				

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

II.4.2.2 Resultados de las modelaciones.

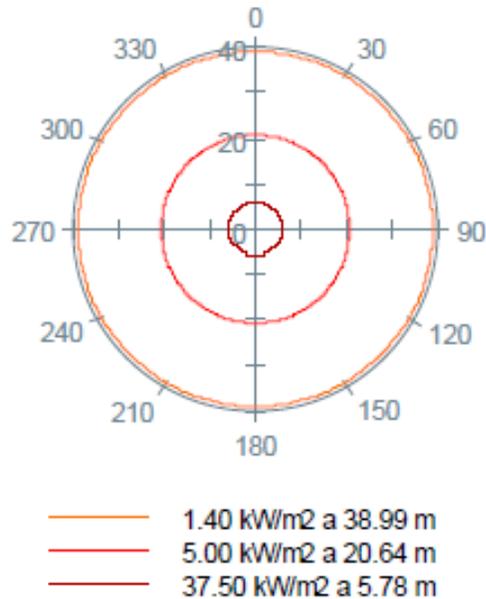
Los resultados obtenidos de las modelaciones de cada escenario se muestran a continuación.

Tabla 100. Resultados de consecuencias. Escenario 01-CCP-LF.

Clave del escenario	01-CCP-LF	Tipo de evento	Caso más probable
Descripción del escenario	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 0.6" localizado en cualquier punto de la línea de flujo de 3" de diámetro equivalente.		
Causas	Daño mecánico, Erosión, Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
3.67 kg/s	1800 s	6,606 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Pool fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	20.64 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	38.99 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	*No se presenta		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	*No se presenta		

*La explosión de la nube de gas no se generó por contener una masa insuficiente para que se produzca este evento cuando no está confinada.

Fuga de 0.6" en línea de flujo.



**Radiación térmica
Pool fire**

Figura 17. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 01-CCP-LF.

Los resultados de las simulaciones indican que, al presentarse una fuga de mezcla de hidrocarburo por un orificio de 0.6" en algún punto de la línea de flujo, se tendría una liberación del fluido con una tasa de descarga 3.67 kg/s. Si el fluido liberado, que es principalmente líquido, encuentra una fuente de ignición, se produciría un evento conocido como incendio de charco (pool fire).

Las radiaciones generadas por este evento afectarían un radio 20.64 m para la zona considerada de alto riesgo, mientras que la zona de amortiguamiento se encontraría a 38.99 m del punto donde origine el evento.

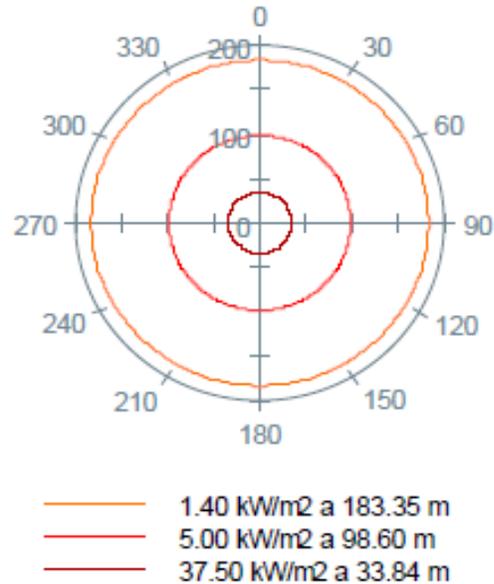
Para que se presente una explosión, es necesario que se forme una nube de vapor de suficiente tamaño antes de que se presente la ignición (fase de dispersión).

Tabla 101. Resultados de consecuencias. Escenario 02-CCP-LF.

Clave del escenario	02-CCP-LF	Tipo de evento	Peor caso
Descripción del escenario	Ruptura de la línea de flujo de 3" de diámetro equivalente.		
Causas	Daño mecánico, Erosión, Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
91.67 kg/s	1800 s	165,006 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Pool fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	98.6 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	183.35 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	*No se presenta		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	*No se presenta		

*La explosión de la nube de gas no se generó por contener una masa insuficiente para que se produzca este evento cuando no está confinada.

Ruptura de línea de flujo.



Radiación térmica
Pool fire

Figura 18. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 02-CCP-LF.

De presentarse durante la operación de la LF una ruptura completa de la misma, esta, tendría una liberación no controlada del fluido que transporta. La fuga de mezcla de hidrocarburo se estaría descargando en una razón de 91.67 kg/s, con esta tasa de descarga se tendría un área de derrame de 3,319.69 m².

En el caso de que el fluido liberado encontrara una fuente de ignición se produciría un incendio de charco (pool fire), cuyo nivel de radiación en la zona de alto riesgo se encontraría a un radio de 98.60 m, mientras que la zona de salvaguarda se encontraría a 183.35 m.

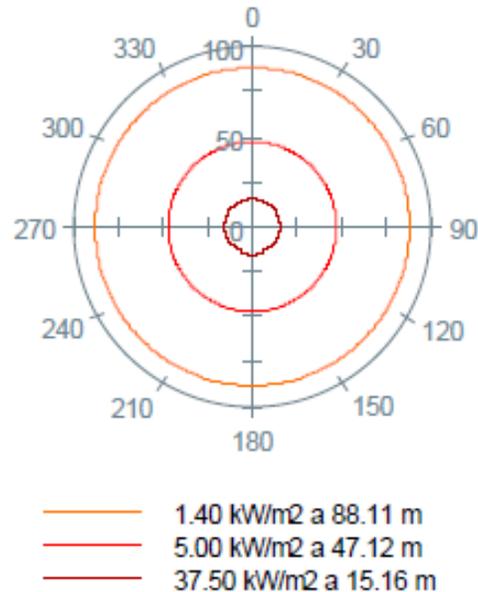
No se presenta evento de explosión, ya que la cantidad liberada de gas no generaría una nube de vapor de suficiente tamaño.

Tabla 102. Resultados de consecuencias. Escenario 03-CCP-OLG.

Clave del escenario	03-CCP-OLG	Tipo de evento	Caso más probable
Descripción del escenario	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 1.2" localizado en cualquier punto del oleogasoducto de 6" de diámetro equivalente.		
Causas	Daño mecánico, Erosión, Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
19.89 kg/s	1800 s	35,802 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Pool fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	47.12 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	88.11 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	*No se presenta		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	*No se presenta		

*La explosión de la nube de gas no se generó por contener una masa insuficiente para que se produzca este evento cuando no está confinada.

Fuga de 1.2" en oleogasoducto.



Radiación térmica
Pool fire

Figura 19. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 03-CCP-OLG.

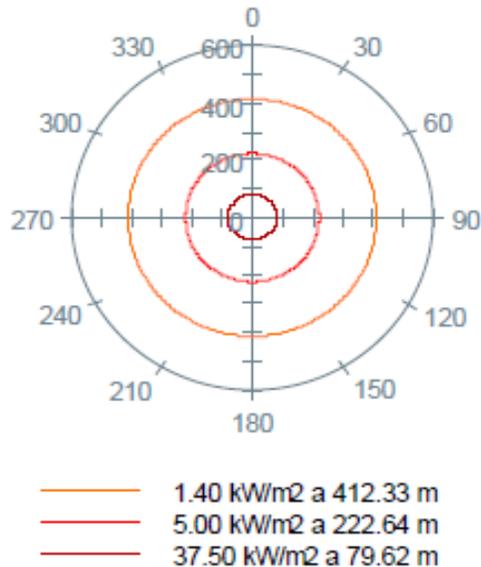
De acuerdo al resultado de las simulaciones, en el caso de presentarse una fuga de 1.2" de diámetro en algún punto del Oleogasoducto, se tendría una liberación de mezcla de hidrocarburo a una tasa de descarga de 19.89 kg/s. Si el fluido encuentra una fuente de ignición, se produciría un charco de fuego.

La intensidad de las radiaciones que generaría el evento variaría con relación a la distancia, en tanto la zona de alto riesgo estaría en un radio de 47.12 m, mientras que la zona de salvaguarda se ubicaría a 88.11 m del evento.

Tabla 103. Resultados de consecuencias. Escenario 04-CCP-OLG.

Clave del escenario	04-CCP-OLG	Tipo de evento	Peor caso
Descripción del escenario	Ruptura del oleogasoducto de 6" de diámetro equivalente.		
Causas	Daño mecánico, Erosión, Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
497.14 kg/s	1800 s	894,852 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Pool fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	222.64 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	412.33 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	248.05		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	421.64		

Ruptura de oleogasoducto.



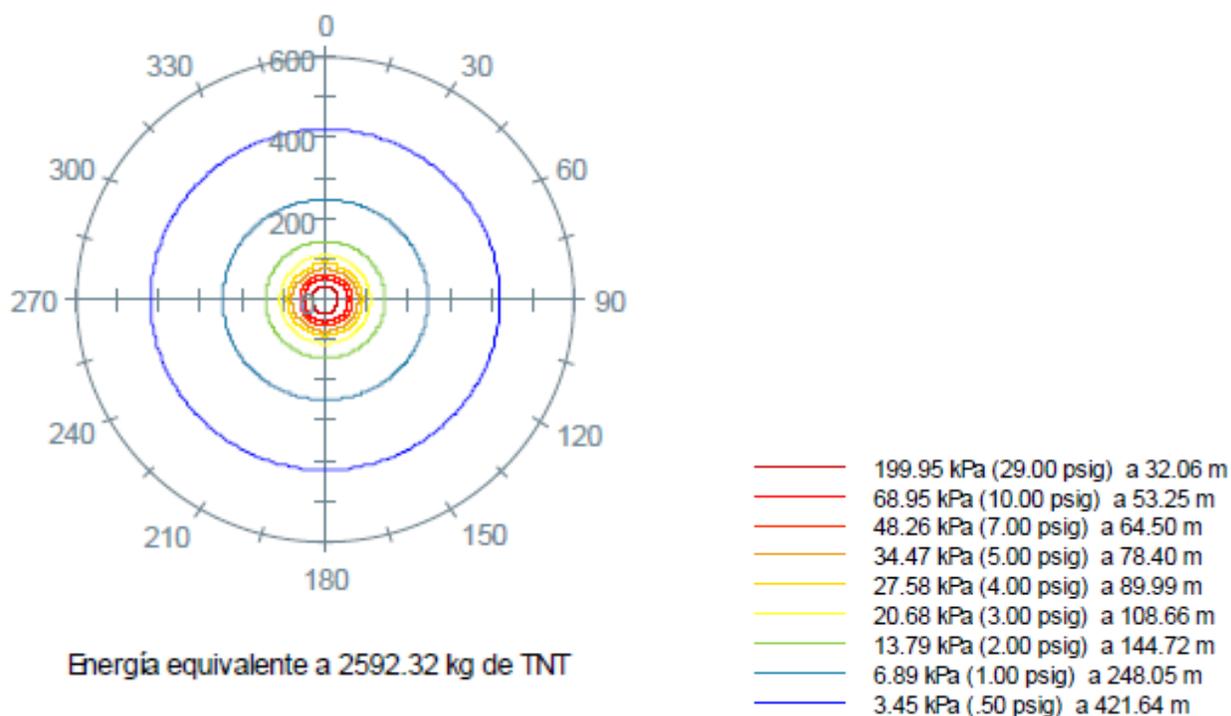
**Radiación térmica
Pool fire**

Figura 20. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 04-CCP-OLG.

Los resultados de las simulaciones indican que al ocurrir una ruptura total del Oleogasoducto, se liberaría el fluido a una tasa de descarga de 497.14 kg/s. En el caso de que el fluido encontrara una fuente de ignición de generaría un charco de fuego.

Al generarse este evento, la zona de alto riesgo a causa de la radiación térmica se encontraría en un radio de 222.64 m, mientras que la zona de segura se localizaría a una radio de 412.33 m.

Ruptura de oleogasoducto (F.E.E. = 0.03)



Sobrepresión

Figura 21. Resultados modelación. Sobrepresión. Escenario 04-CCP-OLG.

Por otra parte, la liberación masiva y descontrolada del fluido provocaría un afecto de sobrepresión, ya que la gran cantidad de gas expulsado se acumularía de forma rápida formando una nube explosiva. La formación o no formación de la nube dependerá de las condiciones climáticas que imperen en el entorno.

De generarse este evento de sobrepresión, las afectaciones en la zona de alto riesgo (1 psi) se encontrarían en un radio de 248.05 m, mientras que la zona de amortiguamiento (0.5 psi) se ubicaría a 421.64 m

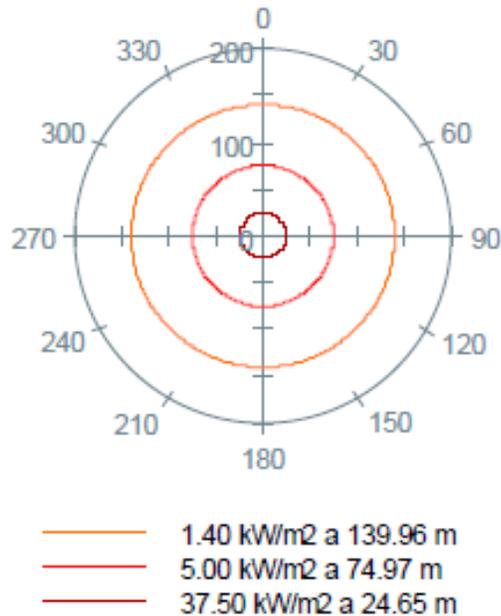
Es importante mencionar que este evento se podría presentar si el Oleogasoducto se encuentra expuesto. Esto puede suceder al efectuar alguna excavación.

Tabla 104. Resultados de consecuencias. Escenario 05-CCP-OLEO.

Clave del escenario	05-CCP-OLEO	Tipo de evento	Caso más probable
Descripción del escenario	Fuga de aceite por orificio de 1.6" localizado en cualquier punto del oleoducto de 8" de diámetro equivalente.		
Causas	Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
35.73 kg/s	1800 s	64,314 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Pool fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	74.97 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	139.96 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	*No se presenta		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	*No se presenta		

*La explosión de la nube de gas no se generó por contener una masa insuficiente para que se produzca este evento cuando no está confinada.

Fuga de 1.6" en oleoducto.



**Radiación térmica
Pool fire**

Figura 22. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 05-CCP-OLEO.

Conforme a los resultados de las modelaciones, para una fuga de aceite por un orificio de 1.6" de diámetro en cualquier punto del oleoducto, provocaría una liberación del fluido a una razón de 35.73 kg/s. De encontrar una fuente de ignición el aceite de penderá formado un charco de fuego sobre una superficie de 593.59 m².

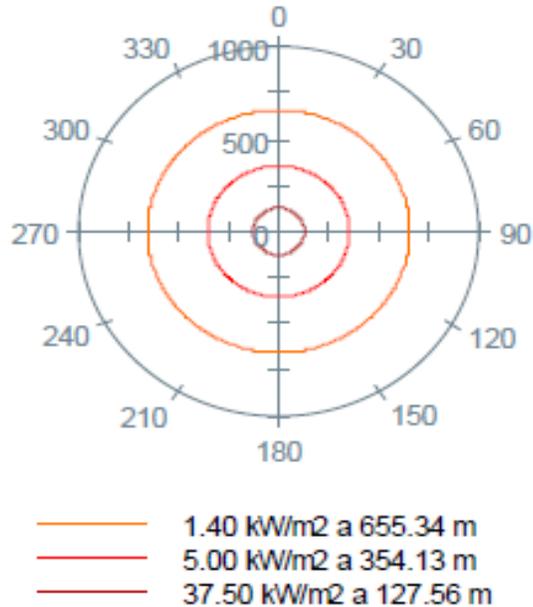
La radiación térmica generada por la ignición del aceite provocaría afectaciones en la zona considerada de alto riesgo a lo largo de una distancia de 74.97 m. Asimismo a un radio de 139.96 m, se encontraría la zona de salvaguarda.

Tabla 105. Resultados de consecuencias. Escenario 06-CCP-OLEO.

Clave del escenario	06-CCP-OLEO	Tipo de evento	Peor caso
Descripción del escenario	Ruptura de oleoducto de 8" de diámetro equivalente.		
Causas	Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
893.19 kg/s	1800 s	1,607,742 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Pool fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	354.13 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	655.34 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	*No se presenta		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	*No se presenta		

*La explosión de la nube de gas no se generó por contener una masa insuficiente para que se produzca este evento cuando no está confinada.

Ruptura de oleoducto.



Radiación térmica
Pool fire

Figura 23. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 06-CCP-OLEO.

Si el oleoducto se encuentra expuesto, y éste sufre una ruptura total, se presentaría una liberación masiva y no controlada de aceite, mismo que sería expulsado en una razón de 893.19 kg/s. De encontrar una fuente de ignición se produciría un evento denominado charco de fuego.

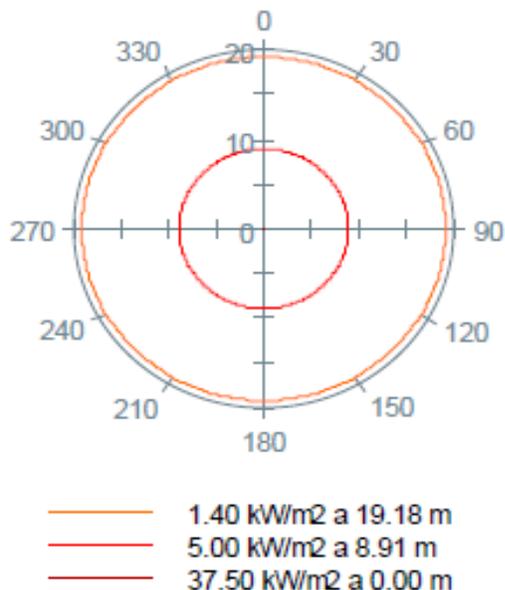
De acuerdo a los niveles de radiación térmica, que se generarían, la zona de alto riesgo se encontraría dentro de un radio de 354.13 m, mientras que la zona de salvaguarda se localizaría a 655.34 m.

Tabla 106. Resultados de consecuencias. Escenario 07-CCP-GASO.

Clave del escenario	07-CCP-GASO	Tipo de evento	Caso más probable
Descripción del escenario	Fuga de gas por orificio de 2.4" localizado en el cuerpo del gasoducto de 12" de diámetro.		
Causas	Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
0.91 kg/s	1800 s	1,638 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Jet fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	8.91 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	19.18 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	*No se presenta		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	*No se presenta		

*La explosión de la nube de gas no se generó por contener una masa insuficiente para que se produzca este evento cuando no está confinada.

Fuga de 2.4" en gasoducto.



Radiación térmica
Jet fire

Figura 24. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 07-CCP-GASO.

Los resultados de las modelaciones muestran que en el caso de ocurrir una fuga gas por un orificio de 2.4" de diámetro en cualquier punto del gasoducto, se produciría una liberación del fluido a una tasa de descarga de 0.91 kg/s. Si el gas en su trayecto encuentra una fuente de ignición se produciría un dardo de fuego (jet fire) cuya longitud de flama alcanzaría 12.94 metros.

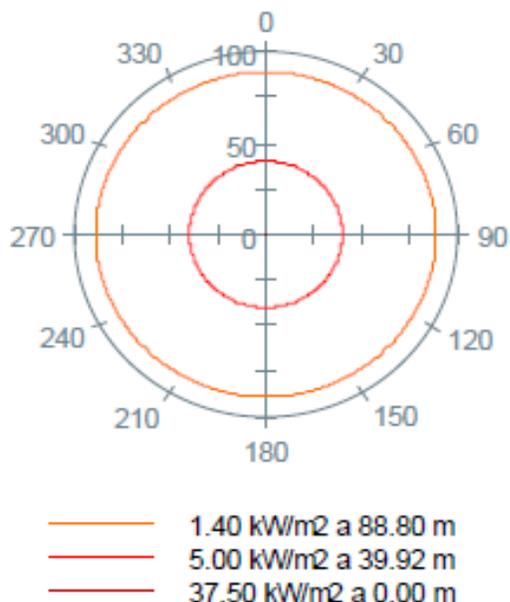
La radiación térmica generaría afectaciones dentro de la zona de alto riesgo en un radio de 8.91 m, mientras que la zona de salvaguarda se localizaría a una distancia de 19.18 m del evento.

Para que se pudiera generar una explosión es necesario que se forme una nube de vapor de suficiente tamaño antes que se presente la ignición (fase de dispersión).

Tabla 107. Resultados de consecuencias. Escenario 08-CCP-GASO.

Clave del escenario	08-CCP-GASO	Tipo de evento	Peor caso
Descripción del escenario	Ruptura de gasoducto de 12" de diámetro equivalente.		
Causas	Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
22.69 kg/s	1800 s	40,842 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Jet fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	39.92 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	88.8 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	425.64		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	723.51		

Ruptura de gasoducto.



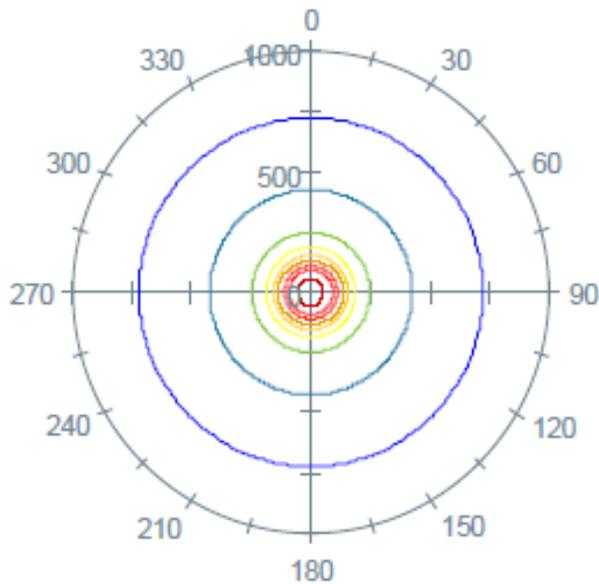
Radiación térmica
Jet fire

Figura 25. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 08-CCP-GASO.

En el caso de que el gasoducto se encontrara expuesto y sufriera una ruptura total, se produciría una liberación masiva y no controlada de gas, la tasa de descarga estaría a una razón de 22.69 kg/s. Suponiendo que el material descargado encontrara una fuente de ignición formaría un dardo de fuego.

Al producirse este evento se generaría una flama instantánea de 64.75 m de longitud, donde la zona de alto riesgo se encontraría en un radio de 39.92 m, y a los 88.80 m se localizaría la zona de salvaguarda.

Ruptura de gasoducto.
(F.E.E. = 0.03)



Energía equivalente a 13097.98 kg de TNT

—	199.95 kPa (29.00 psig) a 55.01 m
—	68.95 kPa (10.00 psig) a 91.37 m
—	48.26 kPa (7.00 psig) a 110.68 m
—	34.47 kPa (5.00 psig) a 134.53 m
—	27.58 kPa (4.00 psig) a 154.43 m
—	20.68 kPa (3.00 psig) a 186.46 m
—	13.79 kPa (2.00 psig) a 248.33 m
—	6.89 kPa (1.00 psig) a 425.64 m
—	3.45 kPa (.50 psig) a 723.51 m

Sobrepresión

Figura 26. Resultados modelación. Sobrepresión. Escenario 08-CCP-GASO.

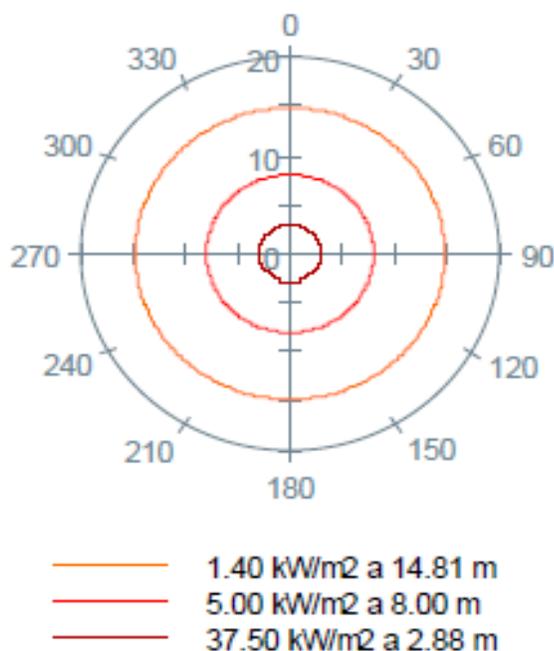
Con la liberación masiva del gas (metano) se podría formar una nube explosiva, la cual, de presentarse las condiciones climáticas necesarias, generaría un efecto de sobrepresión, mismo que provocaría daños en la zona de alto riesgo en un radio de 425.64 m, asimismo, la zona de amortiguamiento se encontrara a una distancia de 723.51 m.

Tabla 108. Resultados de consecuencias. Escenario 09-CCP-LBN.

Clave del escenario	09-CCP-LBN	Tipo de evento	Caso más probable
Descripción del escenario	Fuga de gas por orificio de 0.4" localizado en el cuerpo de la línea de bombeo neumático de 2" de diámetro equivalente.		
Causas	Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
0.4752 kg/s	1800 s	855.36 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Jet fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	8 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	14.81 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	*No se presenta		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	*No se presenta		

*La explosión de la nube de gas no se generó por contener una masa insuficiente para que se produzca este evento cuando no está confinada.

Fuga de 0.4" en línea de bombeo neumático.



Radiación térmica
Jet fire

Figura 27. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 09-CCP-LBN.

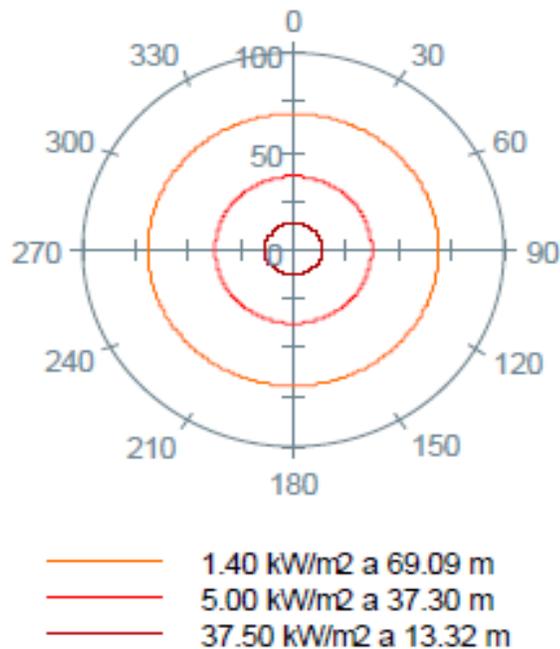
De acuerdo con los resultados de las simulaciones, al presentarse una fuga de gas natural por un orificio de 0.4" de diámetro en cualquier punto de la línea de bombeo neumático, se liberaría el gas a una tasa de descarga de 0.4752 kg/s. Si el gas liberado encuentra una fuente de ignición se generará un dardo de fuego cuya flama alcanzaría una longitud 2.16 metros.

Las radiaciones generadas por la liberación del gas afectarían en la zona de alto riesgo localizada en un radio de 8 metros, mientras que la zona de salvaguarda se encontraría a una distancia de 14.81 metros.

Tabla 109. Resultados de consecuencias. Escenario 10-CCP-LBN.

Clave del escenario	10-CCP-LBN	Tipo de evento	Peor caso
Descripción del escenario	Ruptura de la línea de bombeo neumático de 2" de diámetro equivalente.		
Causas	Daño mecánico, Erosión, Corrosión, Falla de material, Golpe externo, Acto vandálico		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
11.87 kg/s	1800 s	21,366 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Jet fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	37.30 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	69.09 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	342.96		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	582.98		

Ruptura de línea de bombeo neumático.



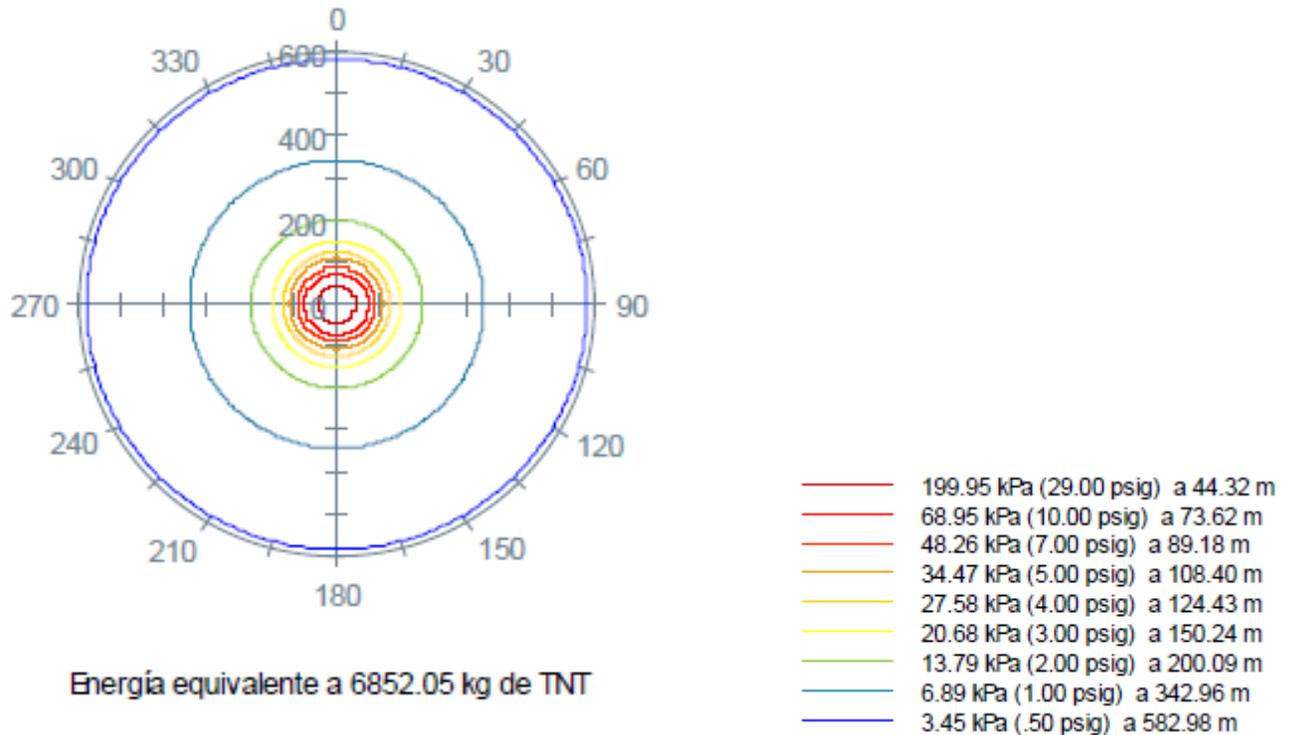
Radiación térmica
Jet fire

Figura 28. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 10-CCP-LBN.

De presentarse la ruptura total de la LBN, se generaría una liberación de 11.87 kg/s de gas. Si el material encuentra una fuente de ignición formaría un dardo de fuego con una longitud de flama de 10.78 m.

La zona de alto riesgo se localizaría a una distancia de 37.30 m del evento, mientras que radiaciones menores (zona de amortiguamiento) se ubicarían en un radio de 69.09 metros del evento.

Ruptura de línea de bombeo neumático. (F.E.E. = 0.03)



Sobrepresión

Figura 29. Resultados modelación. Sobrepresión. Escenario 10-CCP-LBN.

La liberación masiva y no controlada de gas podría formar una nube, la cual, en tiempo de mezclado con el oxígeno podría formar una mezcla explosiva. De presentarse las condiciones climatológicas se podrían generar ondas de sobrepresión que dependiendo de la intensidad de estas provocarían daños al entorno.

La zona de alto riesgo se encontraría dentro de un radio de 342.96 m, mientras que la zona de salvaguarda se localizaría a una distancia de 582.98 metros

De manera general para todos tipos de ductos, la probabilidad de que se pueda presentar una ruptura total de la tubería es baja, ya que solo puede propiciarse por un golpe lo suficientemente fuerte para causar la ruptura total, y esto solo se podría suscitar en algún incidente con maquinaria o equipo pesado.

Por otra parte, para que se genere una explosión, es necesario que se forme una nube de vapor de suficiente tamaño antes que se presente la ignición.

De acuerdo con el apéndice A "Application of API Recommended Practice 750 for Five Tons of Explosive Vapor" de la norma API RP 750 Management of Process Hazards, estudios realizados demuestran que la probabilidad de una explosión después de la formación de una nube de vapor que contiene 5 toneladas de hidrocarburos es alrededor del 5 %. Por lo que es poco probable la generación del evento para nubes de vapor menores a 5,000 kg en espacios no confinados.

Cabe aclarar que no se presentan afectaciones por toxicidad debido a que los fluidos liberados no contienen ácido sulfhídrico (H₂S) que es el principal compuesto tóxico en los hidrocarburos.

Se adjuntan las memorias de cálculo generadas por el software SCRI de cada escenario simulado para el sistema de transporte por ductos.

Anexo 19. Memoria de cálculo escenarios. Sistema de transporte por ducto.

II.4.3 Representar las zonas de alto riesgo y amortiguamiento obtenidas en donde se puedan identificar los puntos de interés que se encuentren inmersos dentro de dichas zonas (componentes ambientales, áreas naturales protegidas, asentamientos humanos, zonas de reserva ecológica, cuerpos de agua, entre otros).

Se muestra la representación gráfica de los radios de afectación (diagrama de pétalos), denotando las zonas de amortiguamiento y alto riesgo para los escenarios de riesgo máximos probables.

a) Línea de flujo

Se contempla el desarrollo de 136 líneas de flujo, mismas que tienen un trazo preliminar, por lo tanto, se optó por presentar el diagrama de pétalos de la línea de flujo del pozo CS-7 a la Batería de Separación Acalapa, de forma representativa.

Anexo 20. Diagrama de pétalos. Escenario 1 y 2. Línea de flujo.

b) Oleogasoducto

A manera de representación se ilustra el diagrama de pétalos del Oleogasoducto que va del cabezal del pozo Cuichapa 503 a la Batería de Separación Cuichapa No. 2.

Anexo 21. Diagrama de pétalos. Escenario 3 y 4. Oleogasoducto.

c) Oleoducto

Anexo 22. Diagrama de pétalos. Escenario 5 y 6. Oleoducto.

d) Gasoducto

Anexo 23. Diagrama de pétalos. Escenario 7 y 8. Gasoducto.

e) Línea de bombeo neumático

A manera de representación se muestra el diagrama de pétalos de la línea de bombeo neumático de la estación 1 hacia el pozo CS-31.

Anexo 24. Diagrama de pétalos. Escenario 9 y 10. Línea de bombeo neumático.

II.5 INTERACCIONES DE RIESGO.

II.5.1 Realizar un análisis y evaluación de posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos, ductos, o instalaciones que se encuentren dentro de la Zona de Alto Riesgo.

La modelación de los diferentes escenarios para el sistema de transporte por ductos permite identificar zonas que podrían tener afectaciones ya sea a las instalaciones existentes o las personas que se encuentren dentro de un área considerada de alto riesgo.

Cada uno de los ductos que se simularon, tienen diferentes zonas de alcance dependiendo de la sustancia, características de la fuga y condiciones de operación.

Aun y cuando es una gran cantidad de líneas con diferente trayectoria que se pretenden desarrollar, en la zona de alto riesgo para el peor escenario, no se localizan instalaciones que se dediquen a actividades industriales diferentes a la petrolera, además, el trayecto de las tuberías se localizará en zonas rurales con un uso de suelo dedicado a las actividades de agricultura y ganadería. Asimismo, la vegetación original en algunas partes ya ha sido modificada por las actividades antropogénicas.

La mayor interacción de riesgo que pueden presentar los diferentes tipos de ductos se encuentra en los sitios donde se ubicaran las trampas de envío y recibo de diablos, en las Baterías de Separación Acalapa y Cuichapa 2, así como en los cabezales de recolección y estaciones de bombeo neumático.

En caso de presentarse un evento de riesgo mayor, las tuberías afectadas serían las correspondientes al proyecto en estudio y posiblemente las tuberías con las cuales compartirían derecho vía o franja de seguridad, en caso de un posible represionamiento.

Con la finalidad de evitar la presencia de accidentes durante la operación del ducto, se cumplirá con las siguientes recomendaciones:

- Programa de Inspección mediante recorridos por las plataformas y pozos verificando condiciones operativas del proceso.
- Dar cumplimiento a los programas de mantenimiento preventivo.
- Capacitar al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad y los procedimientos de operación normal y de emergencia.
- Señalamientos preventivos y restrictivos.
- No exceder la presión de operación establecida en el *sistema de transporte por ducto*, para evitar fracturas que conduzcan a situaciones de peligro al ambiente o a la infraestructura.
- Efectuar inspecciones en forma periódica con la finalidad de detectar condiciones anormales de operación.
- Avisar de manera inmediata al personal responsable de la operación sobre la presencia de posibles fugas, para realizar los procedimientos de seguridad pertinentes.
- En caso de derrame del hidrocarburo:
 - a) Dar aviso emergente a los responsables operativos.
 - b) Confinar y recuperar el derrame siempre y cuando se cumplan las condiciones de seguridad y no exista ningún riesgo latente. Proceder a la construcción de cárcamos basados en la estimación del producto derramado.
 - c) Realizar un estudio de factibilidad para la aplicación de alguna técnica de remediación del suelo afectado, el cual deberá apegarse a los lineamientos establecidos por la ASEA/SEMARNAT.
- Llevar un registro, mediante bitácora de accidentes y/o fugas que se llegaran a presentar para aplicar posteriormente un programa específico que permita prevenirlas.
- Sensibilizar a la población de las localidades cercanas mediante pláticas, señalamientos y boletines sobre los peligros que implica la invasión a la instalación, asimismo qué hacer en caso de que se presente un accidente y cómo actuar con prontitud de acuerdo al Plan de Emergencia.

Las medidas mencionadas anteriormente son enunciativas más no limitativas, en el apartado III.2 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS, se enlistan todas y cada una de las medidas consideradas para esta actividad.

II.6 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL.

II.6.1 Identificar y describir los componentes ambientales y asentamientos humanos que pueden ser afectados por los eventos de riesgo identificados, considerando las zonas de alto riesgo y amortiguamiento determinadas en el punto II.4. RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.

Obtenidos los radios de afectación para cada uno de los escenarios simulados que comprende el sistema de transporte por ductos, resulta importante identificar y analizar

los componentes ambientales y asentamientos humanos que pudieran verse afectados al presentarse un evento no deseado durante la operación de alguno de los ductos que comprenden el proyecto.

Alcance de daños a viviendas.

La mayor concentración poblacional se localiza en las pequeñas localidades de Villa Cuichapa y San Lorenzo Mezcalapa, de igual manera se encuentran algunas viviendas de forma aislada y dispersa a lo largo del Campo Cuichapa Poniente.

En el desarrollo del sistema de transporte por ductos, se busca evitar la posible afectación hacia la población en general aun y cuando cada ducto tenga un trazo diferente, es por eso, que en la trayectoria de los ductos se evitará el cruce por algunas de las localidades ya mencionadas, de igual forma se respetarán las distancias de la zona considerada de alto riesgo en cada uno de los tipos de ductos a desarrollar.

Dependiendo de la intensidad de la radiación térmica y el tipo de material, las viviendas pueden sufrir daños en caso de ocurrir un evento no deseado. Viviendas construidas a base de madera y lámina de zinc pueden ser afectadas por radiaciones de 37.5 kW/m², 25 kW/m² y 12.5 kW/m². Mientras que los niveles de sobrepresión que afectarían las casas son de 0.5 psi y 1 psi.

En la siguiente tabla se presentan para cada tipo de ducto, las distancias a diferentes intensidades de radiación térmica que pudieran afectar el material de una vivienda o construcción, así como el daño de los niveles de sobrepresión en las zonas de alto riesgo y amortiguamiento.

Tabla 110. Distancia con daños a viviendas o construcciones.

Daño	Modelo	Radios de afectación Distancia (m)				
		LF	OLG	OLD	GDO	LBN
No se presentan molestias.	Radiación térmica (1.4 kw/m ²)	183.35	412.33	655.34	88.8	69.09
Probables quemaduras de segundo grado.	Radiación térmica (5 kw/m ²)	98.60	222.64	354.13	39.92	37.3
Ignición de madera con flama directa	Radiación térmica (12.5 kw/m ²)	62.14	141.54	225.47	7.15	23.7
Ignición de madera flama indirecta	Radiación térmica (25 kw/m ²)	42.86	99.13	158.35	-	16.59
Daños a equipos y estructuras elaboradas a base de lámina de zinc.	Radiación térmica (37.5 kw/m ²)	33.84	79.62	127.56	-	13.32
Daño a ventanas.	Sobrepresión (0.5 psi)	-	421.64	-	723.51	582.98

Daño	Modelo	Radios de afectación Distancia (m)				
		LF	OLG	OLD	GDO	LBN
Demolición parcial de casas, estas se vuelven inhabitables.	Sobrepresión (1 psi)	-	248.05	-	425.64	342.96

Nota: Distancias tomadas en base al peor caso que pudiera presentarse para cada tipo de ducto.

Todos los ductos que se contemplan en este proyecto evitarán la cercanía con alguna vivienda o concentración poblacional, obedeciendo las distancias presentadas en el análisis de consecuencias, de lo contrario, se adecuará el trazado de este.

Las ubicaciones de los ductos que se pretenden desarrollar son preliminares, por lo tanto, podrían cambiar su trayectoria si las características del terreno o necesidades operativas así lo requieren. La modificación se realizará previo aviso a las autoridades correspondientes.

Componentes ambientales.

Al momento que se presenta una fuga o derrame en alguna de las líneas que integran el sistema de transporte por ductos, se pueden generar afectaciones al entorno. Los componentes ambientales que pudieran verse afectados por eventos de riesgo son los siguientes.

Vegetación. Al presentarse una fuga que posteriormente se derive en un incendio, podría verse afectada la vegetación aledaña, principalmente aquella que se encuentre dentro de intensidades de radiación de 25 kW/m² y 12.5 kW/m², intensidad suficiente para incendiar la madera.

La vegetación aledaña sobre las franjas de seguridad de las líneas que componen el sistema de transporte por ductos, son principalmente pastizal y pequeños manchones de selva alta perennifolia con vegetación secundaria.

Por otra parte, la fauna que se encuentra sujeta a sufrir daños por quemaduras durante un evento de riesgo que involucre la formación de incendios, son los anfibios y reptiles, los cuales son los que se caracterizan por su lento desplazamiento, para los grupos de fauna de aves y mamíferos, estos cuentan con movimientos más rápidos y son sensibles a vibración y ruido, por lo que se desplazan hacia sitios más seguros. De lo anterior, los radios de afectación para fauna de adoptan para una radiación de 5 kW/m², intensidad suficiente para alcanzar el umbral de dolor en 16 segundos y puede ocasionar quemaduras de 2° grado en 50 segundo de exposición.

Hidrología. Se espera que la hidrología superficial no se vea afectada al presentarse un evento de riesgo, como un derrame. Sin embargo, el área del proyecto se caracteriza por encharcamientos durante la época de lluvias, lo que puede ser un factor importante si el evento se suscita en esa época del año.

II.6.2 Valoración de dichos efectos sobre la integridad funcional de los ecosistemas (biodiversidad, fragilidad, hábitats, etc.), así como sobre la salud humana, presentando los resultados de dicho análisis.

Sensibilidad edafológica.

El análisis realizado a la descripción de los tipos de suelos presentes y las características que presentan estos, permitieron determinar las áreas sensibles para las instalaciones petroleras conforme a siete parámetros principales y cuya naturaleza puede ser afectada por las actividades y los factores ambientales, tal como se presenta a continuación.

Tabla 111. Características de los suelos del Sistema Ambiental Regional.

Suelo	Carbono orgánico	Pendiente	Erosión	Drenaje	Compactación	pH
Cambisoles	Pobre en materia orgánica	En lomeríos de Pendientes suaves y moderadas	Moderada a alta susceptibilidad de erosión	De buena a moderada permeabilidad	Intemperismo de moderado a bajo. La pérdida de suelo disminuye recarga acuífera	Pueden llegar a presentar acidez
Luviosoles	Suelos fértiles	Principalmente tierras llanas o suavemente inclinadas	Moderadamente susceptible a la erosión	Buen drenaje interno	Se encuentran en un estado de intemperización	Ácido
Gleysol	Carbono orgánico en grandes cantidades	Preferentemente en depresiones	Moderada a baja	Impermeables	Arcillosos, presentan serios problemas de inundación, poco aptos para construcción	Ácido
Acrisol	Pobre en nutrientes	Superficies con topografía ondulada o con colinas	Moderadamente susceptible a la erosión	Drenaje eficiente en partes altas, deficiente en bajas	Arcillas fuertemente meteorizadas que están sometidas a constante degradación. Muy intemperizado	Ácido

Desde el punto de vista edafológico, las características de los suelos presentes en el SAR reconocen a los Cambisoles como suelos jóvenes que presentan en el subsuelo terrones que evidencian el tipo de roca subyacente, puede tener acumulaciones de arcilla, carbonato de calcio, fierro o manganeso.

Los Luviosoles son suelos con acumulación de arcilla, localizados en zonas tropicales lluviosas, frecuentemente rojos o amarillentos. Soportan la agricultura con rendimientos moderados, pero los pastizales cultivados pueden rendir buenas utilidades para la ganadería.

Los Gleysoles son suelos pantanosos, donde se estanca el agua la mayor parte del año saturándolos; presentan colores grises, azulosos o verdosos, soportando vegetación de pastizal.

Los Acrisoles son suelos ácidos característicos de las zonas tropicales, que en condiciones naturales tienen vegetación de selva y se caracterizan por presentar arcilla

en el subsuelo, sus colores rojo, amarillo o amarillo claro con manchas rojas. Difícil cultivar en ellos, salvo el cacao, café o piña, sin embargo, el uso más adecuado es el forestal.

A continuación, se determina el grado de sensibilidad edafológica por tipo de suelo.

Tabla 112. Grado de sensibilidad de las unidades de suelo.

Unidad de suelo	Grado de sensibilidad		
	Alta	Media	Baja
Cambisoles			X
Luvisoles			X
Gleysoles	X		
Acrisoles			X

Las áreas con mayor sensibilidad en suelos fueron aquellas que se describen como Gleysoles, ya que son suelos poco estables para construcción, además de ser zonas donde el drenaje se considera muy lento. Lo que facilita que los hidrocarburos permanezcan en la superficie del suelo por periodos relativamente largos, lo cual facilita su remoción y disposición. Los suelos Cambisol, Luvisol y Acrisol presentan mejor estabilidad.

Resultados de la evaluación.

Cada tipo de ducto tiene consecuencias diferentes al presentarse un evento no deseado, las características de la sustancia, el diámetro del orificio, la cantidad fugada y las condiciones en las que se lleva el evento, determinan la magnitud del daño y en su caso los componentes ambientales que pudieran ser afectados.

Las líneas del sistema de transporte por ductos, que se contempla desarrollar, se localizaran a lo largo de la superficie del campo, por lo que los componentes que pudieran verse afectados, como el tipo de suelo y la vegetación cambiaran dependiendo la ubicación del tramo de la línea.

Como las afectaciones hacia los componentes ambientales varían dependiendo del tramo, se consideró evaluar de forma general cada componente presente en el trayecto de todos los tipos de ductos.

Tabla 113. Componentes ambientales con posible afectación. Sistema de transporte por ductos.

Unidad geomorfológica	Sensibilidad	Unidad de suelo	Sensibilidad	Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad
Llanura aluvial costera inundable	Baja	Cambisoles	Baja	Pastizal	Baja
				Selva alta perennifolia con vegetación secundaria	Alta
		Luvisoles	Baja	Vegetación secundaria	Media
				Vegetación de galería	Alta

Unidad geomorfológica	Sensibilidad	Unidad de suelo	Sensibilidad	Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad
		Gleysoles	Alta	Selva alta perennifolia	Alta
				Plantación forestal	Baja

El CCP se encuentra dentro de llanura aluvial costera inundable, por lo tanto, todos los ductos a desarrollar se localizarían dentro de una zona con sensibilidad geomorfológica baja.

Los tipos de suelo que se encontrarían sobre el trayecto de los ductos son en mayor extensión Cambisol, seguido de Luvisol ambos con sensibilidad baja, y por último el Gleysol cuya sensibilidad es alta debido a su drenaje lento, sin embargo, este tipo de suelo se presenta en tramos muy cortos de algunas líneas.

Con respecto a la vegetación, la trayectoria principal de todas las líneas de flujo es a través de Pastizal, obviamente existen trayectos en donde el tipo de vegetación cambia por pequeños manchones, siendo estos los correspondientes a: selva alta perennifolia, selva alta perennifolia con vegetación secundaria, vegetación de galería, vegetación secundaria y plantación forestal.

BATERÍA DE SEPARACIÓN Y SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS

II.7 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.

II.7.1 Metodología.

- **Inventario de fuga.**

Anexo 25. Memoria de cálculo para la determinación del caudal e inventario de fuga. Batería de Separación.

Anexo 26. Memoria de cálculo para la determinación del caudal e inventario de fuga. Sistema de Compresión de Gas.

II.7.2 Escenarios de riesgo.

Los análisis HAZOP dieron como resultado los escenarios que por su magnitud y frecuencia representan un mayor riesgo, tomando en cuenta las condiciones operativas críticas del proceso, flujo, almacenamiento, propiedades de las sustancias químicas manejadas y presencia de equipos críticos.

Los escenarios o hipótesis accidentales seleccionadas para representar las consecuencias que se tendrían con el desarrollo del proyecto se presentan a continuación.

II.7.2.1 Escenarios de riesgo. Batería de Separación.

Tabla 114. Catálogo de escenarios de riesgo. Batería de Separación.

Clave del escenario	Nodo	Descripción	Tipo de evento
01-CCP-BS	Cabezal de grupo de mezcla de 8" Ø.	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 1.6" de diámetro, localizado en el cuerpo de la línea de 8" de diámetro del cabezal de grupo de mezcla.	Caso más probable
02-CCP-BS	Separador vertical de grupo de baja presión.	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 1" de diámetro localizado en la pared del separador vertical.	Caso más probable
03-CCP-BS	Tanque de almacenamiento de aceite crudo TV-1A de 10,000 Bls.	Fuga y derrame de aceite por poro de 1" de diámetro en la pared del tanque de almacenamiento de 10,000 bls.	Caso más probable
04-CCP-BS	Cabezal recolector de gas de 12" Ø.	Ruptura de cabezal colector de gas de 12" de diámetro.	Peor caso
05-CCP-BS	Cabezal recolector de gas de 12" Ø.	Fuga de gas por orificio de 2.4" de diámetro localizado en el cabezal colector de gas de 12" de diámetro equivalente.	Caso alterno
06-CCP-BS	Rectificador vertical de gas de baja presión RVGBP-1.	Fuga de gas por orificio de 1.2" de diámetro localizado en la pared del rectificador de gas.	Caso alterno

BS=Batería de Separación.

II.7.2.2 Simulación de los escenarios de riesgos. Batería de Separación.

Los criterios y consideraciones descritos en los puntos anteriores proporcionaron la información requerida para realizar las simulaciones de cada escenario de riesgo. A continuación, se presentan los parámetros y consideraciones utilizados para cada escenario simulado.

Tabla 115. Consideraciones. Escenario 01-CCP-BS.

Nodo: Cabezal de grupo de mezcla de 8" Ø.

Simulador utilizado:	SCRI FUEGO, versión 1.4.2			Instalación:	Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:	01-CCP-BS			Tipo de evento:	Caso más probable	
Descripción del escenario:	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 1.6" de diámetro, localizado en el cuerpo de la línea de 8" de diámetro del cabezal de grupo de mezcla.					
Condiciones ambientales del área del proyecto						
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga		
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F
Material o sustancia peligrosa bajo estudio						
Nombre:	Mezcla de Hidrocarburo			Fase:	Líquido-Gas	
Componente		% mol	Componente		% mol	
Agua		58.04	Metil ciclopentano		0.06	
Nitrógeno		0.19	Benceno		0.01	
Dióxido de carbono		0.06	Ciclo hexano		0.03	
Metano		27.37	Heptano		0.42	
Etano		3.66	Metil ciclohexano		0.08	
Propano		2.01	Tolueno		0.04	
Isobutano		0.33	Etil benceno		0.04	
Butano		0.81	m.p. xileno		0.09	
Isopentano		0.31	o-xileno		0.03	
Pentano		0.33	Octano +		5.62	
Hexano		0.47				
Características del sitio en el que se encuentra la fuga						
Área del dique (m²)	No aplica			Altura del dique (m)	No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga						
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm ²)	Altura hidráulica ¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga ² (m)
Tubería	32	3.1	No aplica	1.6"	horizontal	0
Causas que originan la liberación	Daño mecánico, Erosión, Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.					

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 116. Consideraciones. Escenario 02-CCP-BS.

Nodo: Separador vertical de grupo de baja presión.

Simulador utilizado:		SCRI FUEGO, versión 1.4.2		Instalación:		Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:		02-CCP-BS		Tipo de evento:		Caso más probable	
Descripción del escenario:		Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 1" de diámetro localizado en la pared del separador vertical.					
Condiciones ambientales del área del proyecto							
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga			
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)	
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F	
Material o sustancia peligrosa bajo estudio							
Nombre:		Mezcla de hidrocarburo		Fase:		Líquido-Gas	
Componente		% mol	Componente		% mol		
Agua		58.04	Metil ciclopentano		0.06		
Nitrógeno		0.19	Benceno		0.01		
Dióxido de carbono		0.06	Ciclo hexano		0.03		
Metano		27.37	Heptano		0.42		
Etano		3.66	Metil ciclohexano		0.08		
Propano		2.01	Tolueno		0.04		
Isobutano		0.33	Etil benceno		0.04		
Butano		0.81	m.p. xileno		0.09		
Isopentano		0.31	o-xileno		0.03		
Pentano		0.33	Octano +		5.62		
Hexano		0.47					
Características del sitio en el que se encuentra la fuga							
Área del dique (m²)		No aplica		Altura del dique (m)		No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga							
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm ²)	Altura hidráulica ¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga ² (m)	
Separador	32	3	1.	1"	horizontal	1	
Causas que originan la liberación		Falla del material, corrosión interna y/o externa, daño mecánico, ruptura en accesorios (válvulas, bridas, coples, niples, tubing, indicador de nivel, instrumentos).					

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 117. Consideraciones. Escenario 03-CCP-BS.

Nodo: Tanque de almacenamiento de aceite crudo TV-1A de 10,000 Bls.

Simulador utilizado:	SCRI FUEGO, versión 1.4.2			Instalación:	Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:	03-CCP-BS			Tipo de evento:	Caso más probable	
Descripción del escenario:	Fuga y derrame de aceite por poro de 1" de diámetro en la pared del tanque de almacenamiento de 10,000 bls.					
Condiciones ambientales del área del proyecto						
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga		
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F
Material o sustancia peligrosa bajo estudio						
Nombre:	Aceite			Fase:	Líquido	
Componente		% mol	Componente		% mol	
Agua		45.64	Benceno		0.04	
Metano		0.56	Ciclo hexano		0.23	
Etano		0.55	Heptano		2.66	
Propano		1.06	Metil ciclohexano		0.53	
Isobutano		0.38	Tolueno		0.25	
Butano		1.27	Etil benceno		0.27	
Isopentano		0.9	m.p. xileno		0.64	
Pentano		1.16	o-xileno		0.2	
Hexano		2.52	Octano +		40.81	
Metil ciclopentano		0.33				
Características del sitio en el que se encuentra la fuga						
Área del dique (m²)	40x30			Altura del dique (m)	1.6	
Datos del recipiente y características de la fuga						
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm ²)	Altura hidráulica ¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga ² (m)
Tanque	32	Atmosférica	7.2	1"	horizontal	4.8
Causas que originan la liberación		Daño mecánico, corrosión, Erosión, Falla de material, Mezcla explosiva en el interior del tanque y Acto vandálico.				

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 118. Consideraciones. Escenario 04-CCP-BS.

Nodo: Cabezal recolector de gas de 12" Ø.

Simulador utilizado:		SCRI FUEGO, versión 1.4.2		Instalación:		Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:		04-CCP-BS		Tipo de evento:		Peor caso	
Descripción del escenario:		Ruptura de cabezal colector de gas de 12" de diámetro.					
Condiciones ambientales del área del proyecto							
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga			
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)	
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F	
Material o sustancia peligrosa bajo estudio							
Nombre:		Gas		Fase:		Gas	
Componente		% mol	Componente		% mol		
Agua		1.2	Pentano		0.5		
Nitrógeno		0.55	Hexano		0.35		
Dióxido de carbono		0.17	Metil ciclopentano		0.04		
Metano		78.12	Ciclo hexano		0.01		
Etano		10.25	Heptano		0.17		
Propano		5.35	Metil ciclohexano		0.02		
Isobutano		0.78	m.p. xileno		0.01		
Butano		1.82	Octano +		0.14		
Isopentano		0.52					
Características del sitio en el que se encuentra la fuga							
Área del dique (m²)		No aplica		Altura del dique (m)		No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga							
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm ²)	Altura hidráulica ¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga ² (m)	
Tubería	32	2.9	No aplica	12"	horizontal	0	
Causas que originan la liberación		Falla del material, corrosión interna y/o externa y acto vandálico.					

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 119. Consideraciones. Escenario 05-CCP-BS.

Nodo: Cabezal recolector de gas de 12" Ø.

Simulador utilizado:	SCRI FUEGO, versión 1.4.2			Instalación:	Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:	05-CCP-BS			Tipo de evento:	Caso alterno	
Descripción del escenario:	Fuga de gas por orificio de 2.4" de diámetro localizado en el cabezal colector de gas de 12" de diámetro equivalente.					
Condiciones ambientales del área del proyecto						
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga		
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F
Material o sustancia peligrosa bajo estudio						
Nombre:	Gas			Fase:	Gas	
Componente		% mol	Componente		% mol	
Agua		1.2	Pentano		0.5	
Nitrógeno		0.55	Hexano		0.35	
Dióxido de carbono		0.17	Metil ciclopentano		0.04	
Metano		78.12	Ciclo hexano		0.01	
Etano		10.25	Heptano		0.17	
Propano		5.35	Metil ciclohexano		0.02	
Isobutano		0.78	m.p. xileno		0.01	
Butano		1.82	Octano +		0.14	
Isopentano		0.52				
Características del sitio en el que se encuentra la fuga						
Área del dique (m²)	No aplica			Altura del dique (m)	No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga						
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm ²)	Altura hidráulica ¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga ² (m)
Tubería	32	2.9	No aplica	2.4"	horizontal	0
Causas que originan la liberación	Falla del material, Corrosión interna y/o externa y Acto vandálico.					

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 120. Consideraciones. Escenario 06-CCP-BS.

Nodo: Rectificador vertical de gas de baja presión RVGBP-1.

Simulador utilizado:	SCRI FUEGO, versión 1.4.2			Instalación:	Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:	06-CCP-BS			Tipo de evento:	Caso alternativo	
Descripción del escenario:	Fuga de gas por orificio de 1.2" de diámetro localizado en la pared del rectificador de gas.					
Condiciones ambientales del área del proyecto						
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga		
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F
Material o sustancia peligrosa bajo estudio						
Nombre:	Gas			Fase:	Gas	
Componente		% mol	Componente		% mol	
Agua		1.2	Pentano		0.5	
Nitrógeno		0.55	Hexano		0.35	
Dióxido de carbono		0.17	Metil ciclopentano		0.04	
Metano		78.12	Ciclo hexano		0.01	
Etano		10.25	Heptano		0.17	
Propano		5.35	Metil ciclohexano		0.02	
Isobutano		0.78	m.p. xileno		0.01	
Butano		1.82	Octano +		0.14	
Isopentano		0.52				
Características del sitio en el que se encuentra la fuga						
Área del dique (m²)	No aplica			Altura del dique (m)	No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga						
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm ²)	Altura hidráulica ¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga ² (m)
A presión	32	3	No aplica	2.4"	horizontal	0
Causas que originan la liberación	Falla del material, Corrosión interna y/o externa, Daño mecánico, ruptura en accesorios (válvulas, bridas, coples, niples, tubing, indicador de nivel, instrumentos) y Acto vandálico.					

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

II.7.2.3 Resultados de las modelaciones. Batería de Separación.

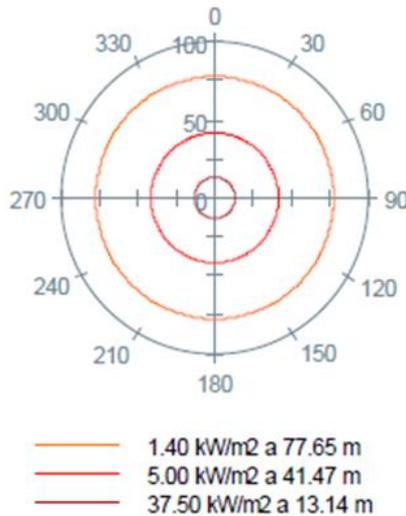
Los resultados obtenidos de las modelaciones de los escenarios de riesgo para la batería de separación se muestran a continuación.

Tabla 121. Resultados de consecuencias. Escenario 01-CCP-BS.

Clave del escenario	01-CCP-BS	Tipo de evento	Caso más probable
Descripción del escenario	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 1.6 "de diámetro, localizado en el cuerpo de la línea de 8" de diámetro del cabezal de grupo de mezcla.		
Causas	Daño mecánico, Erosión, Corrosión, Falla de material, Golpe externo y Acto vandálico.		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
15.35 kg/s	600 s	9,210 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Pool fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	41.47 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	77.65 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	*No se presenta		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	*No se presenta		

*La explosión de la nube de gas no se generó por contener una masa insuficiente para que se produzca este evento cuando no está confinada

Fuga de hidrocarburo en cabezal de grupo de mezcla.



Radiación térmica
Pool fire

Figura 30. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 01-CCP-BS.

El resultado de las simulaciones, mostraron que al presentarse una fuga de 1.6 pulgadas de diámetro (20% del diámetro nominal) en el cabezal de grupo de mezcla, se tendría una liberación de la mezcla de hidrocarburo a una tasa de descarga de 15.35 kg/s. Si la sustancia liberada encuentra una fuente de ignición cercana, se podría producir un charco de fuego (pool fire).

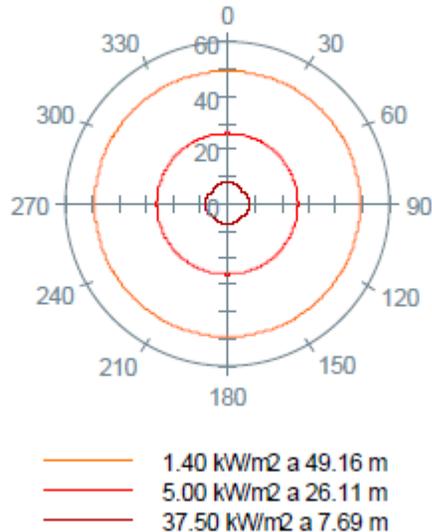
La radiación térmica generada por este evento, afectarían a las personas que se encuentren dentro de la zona de alto riesgo, con una intensidad de 5 kW/m² el evento generaría un radio de 41.47 metros, donde no se esperarían daños severos a las instalaciones, pero si quemaduras de segundo grado al personal expuesto. Asimismo, el radio de seguridad se encontraría a una distancia de 77.65 m para una intensidad de 1.4 kW/m².

Tabla 122. Resultados de consecuencias. Escenario 02-CCP-BS.

Clave del escenario	02-CCP-BS	Tipo de evento	Caso más probable
Descripción del escenario	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 1" de diámetro localizado en la pared del separador vertical.		
Causas	Falla del material, corrosión interna y/o externa, daño mecánico, ruptura en accesorios (válvulas, bridas, coples, nipples, tubing, indicador de nivel, instrumentos).		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
5.91 kg/s	120 s	709.2 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Pool fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	26.11 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	49.16 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	*No se presenta		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	*No se presenta		

*La explosión de la nube de gas no se generó por contener una masa insuficiente para que se produzca este evento cuando no está confinada

Fuga de hidrocarburo en separador vertical.



Radiación térmica
Pool fire

Figura 31. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 02-CCP-BS.

En caso de presentarse una fuga de 1 pulgada de diámetro en la pared del separador vertical, se produciría una liberación del líquido contenido en el recipiente, el flujo de liberación sería de 5.91 kg/s. Si el hidrocarburo derramado encontrase una fuente de ignición, se generaría un incendio de charco.

Las afectaciones para una intensidad de radiación térmica 5 kw/m² se encontraría a un radio de 26.11 metros considerada la como zona de alto riesgo, mientras que la zona de salvaguarda o amortiguamiento correspondería una intensidad de radiación de 1.4 kw/m² y se localizaría a 49.16 metros del sitio donde de genere el evento.

Tabla 123. Resultados de consecuencias. Escenario 03-CCP-BS.

Clave del escenario	03-CCP-BS	Tipo de evento	Caso más probable
Descripción del escenario	Fuga y derrame de aceite por poro de 1" de diámetro en la pared del tanque de almacenamiento de 10,000 bls.		
Causas	Daño mecánico, corrosión, Erosión, Falla de material, Mezcla explosiva en el interior del tanque y Acto vandálico.		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
1.95 kg/s	1800 s	3,510 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Pool fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	105.38 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	196.21 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	No se presenta		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	No se presenta		

Fuga y derrame de aceite en tanque de almacenamiento.

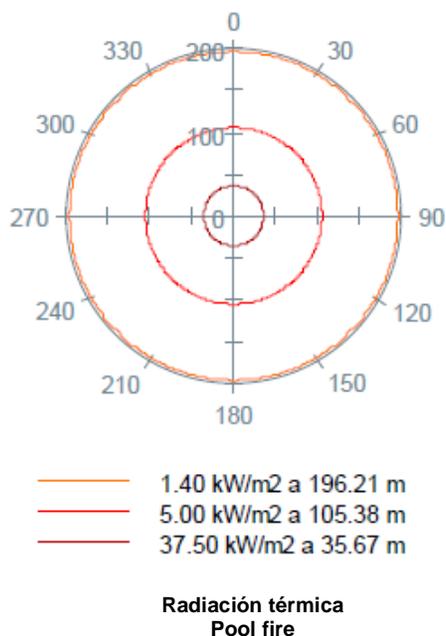


Figura 32. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 03-CCP-BS.

De acuerdo con los resultados de las modelaciones, al presentarse una fuga de aceite por un poro de 1 pulgada de diámetro, se liberaría el crudo a una razón de 1.95 kg/s, mismo que se extendería sobre el dique de contención.

Si el aceite derramado encontrara una fuente de ignición, se produciría un charco de fuego, con posible afectación al personal en la zona considerada de alto riesgo a un radio de 105 metros. La zona de salvaguarda de encontraría a una distancia de 196.21 metros del evento.

Tabla 124. Resultados de consecuencias. Escenario 04-CCP-BS.

Clave del escenario	04-CCP-BS	Tipo de evento	Caso Peor
Descripción del escenario	Ruptura de cabezal colector de gas de 12" de diámetro.		
Causas	Falla del material, corrosión interna y/o externa y acto vandálico.		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
22.03 kg/s	120 s	2,643.6 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Jet fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	38.95 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	87.33 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	*No se presenta		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	*No se presenta		

*La explosión de la nube de gas no se generó por contener una masa insuficiente para que se produzca este evento cuando no está confinada

Ruptura de cabezal colector de gas.

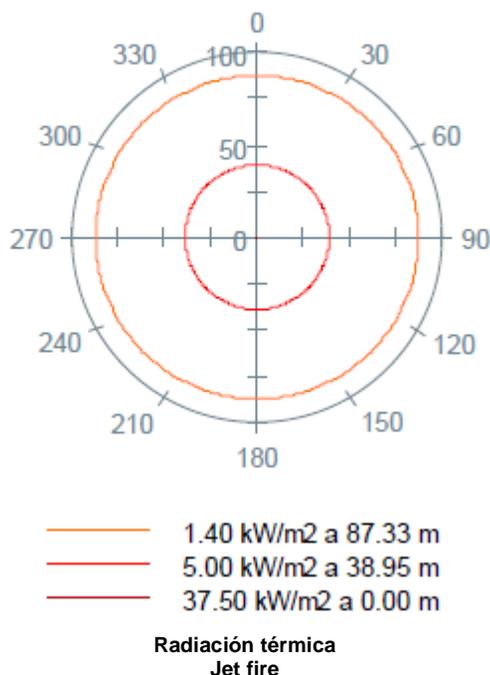


Figura 33. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 04-CCP-BS.

Los resultados de las modelaciones muestran que, en caso de ocurrir una ruptura del cabezal colector de gas, se produciría una liberación masiva y no controlada de gas, a una razón de 22.03 kg/s. Si el gas encontrase una fuente ignición, se generaría un dardo de fuego cuya flama alcanzaría una longitud de 64.75 metros.

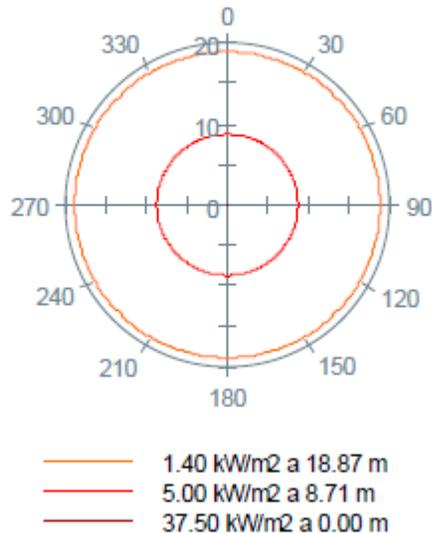
Las radiaciones generadas por la liberación del gas afectarían en la zona de alto riesgo localizada a 38.95 metros, mientras que la zona de salvaguarda se encontraría a una distancia de 87.33 metros.

Tabla 125. Resultados de consecuencias. Escenario 05-CCP-BS.

Clave del escenario	05-CCP-BS	Tipo de evento	Caso alternativo
Descripción del escenario	Fuga de gas por orificio de 2.4" de diámetro localizado en el cabezal colector de gas de 12" de diámetro equivalente.		
Causas	Falla del material, Corrosión interna y/o externa y Acto vandálico.		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
0.88 kg/s	600 s	528 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Jet fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	8.71 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	18.87 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	*No se presenta		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	*No se presenta		

*La explosión de la nube de gas no se generó por contener una masa insuficiente para que se produzca este evento cuando no está confinada

Fuga de gas en cabezal colector de gas.



Radiación térmica Jet fire

Figura 34. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 05-CCP-BS.

Al presentarse una fuga de gas por un orificio de 2.4 pulgadas de diámetro, en el cabezal colector de gas, se liberaría el gas a una tasa de descarga de 0.88 kg/s. Si en el trayecto del gas, encontrase una fuente de ignición, se produciría un dardo de fuego cuya longitud de flama alcanzaría 12.94 metros.

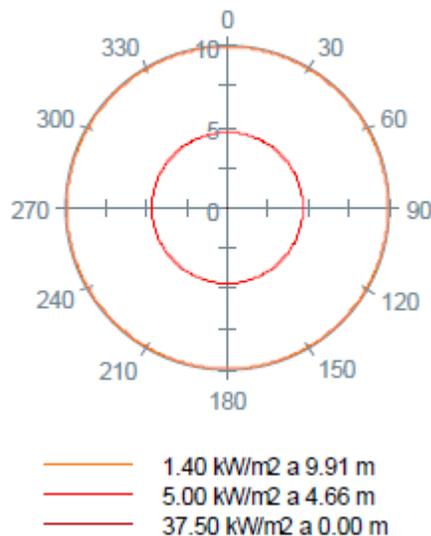
Las radiaciones generadas por la liberación del gas afectarían al personal que se encontrase en la zona de alto riesgo, en un radio de 8.71 metros. Mientras que la zona de amortiguamiento se localizaría a una distancia de 18.87 metros del evento.

Tabla 126. Resultados de consecuencias. Escenario 06-CCP-BS.

Clave del escenario	06-CCP-BS	Tipo de evento	Caso alterno
Descripción del escenario	Fuga de gas por orificio de 1.2" de diámetro localizado en la pared del rectificador de gas		
Causas	Falla del material, Corrosión interna y/o externa, Daño mecánico, ruptura en accesorios (válvulas, bridas, coples, nipples, tubing, indicador de nivel, instrumentos) y Acto vandálico.		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
0.23 kg/s	600 s	138 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Jet fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	4.66 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	9.91 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	*No se presenta		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	*No se presenta		

*La explosión de la nube de gas no se generó por contener una masa insuficiente para que se produzca este evento cuando no está confinada

Fuga de gas en rectificador.



Radiación térmica
Jet fire

Figura 35. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 06-CCP-BS.

En caso de presentarse una fuga de gas por un orificio de 1 pulgada de diámetro en la pared de rectificador de gas, se produciría una liberación de gas a una tasa de descarga de 0.23 kg/s. Si en el trayecto del gas, éste encontrase una fuente de ignición se produciría un dardo de fuego (jet fire) cuya longitud de flama alcanzaría 6.47 metros.

La intensidad de la radiación térmica generada por el evento causaría daño al personal que se localizara dentro de la zona de alto riesgo a 4.66 metros, mientras que la zona de amortiguamiento se ubicaría a una distancia de 19.18 metros del evento.

A manera de aclaración para los eventos analizados en la batería de separación, se tienen que, para que se genere una explosión, es necesario que se forme una nube de vapor de suficiente tamaño antes que se presente la ignición (fase de dispersión).

De acuerdo con el apéndice A "Application of API Recommended Practice 750 for Five Tons of Explosive Vapor" de la norma API RP 750 Management of Process Hazards, estudios realizados demuestran que la probabilidad de una explosión después de la formación de una nube de vapor que contiene 5 toneladas de hidrocarburos es alrededor del 5 %. Por lo que es poco probable la generación del evento para nubes de vapor menores a 5,000 kg en espacios no confinados.

Cabe aclarar que no se presentan afectaciones por toxicidad debido a que los fluidos liberados no contienen ácido sulfhídrico (H₂S) que es el principal compuesto tóxico en los hidrocarburos.

Se adjuntan las memorias de cálculo generadas por el software SCRI de cada escenario simulado.

Anexo 27. Memoria de cálculo escenarios. Batería de Separación.

II.7.2.4 Escenarios de riesgo. Sistema de Compresión de Gas.

Tabla 127. Catálogo de escenarios de riesgo. Sistema de Compresión de Gas.

Clave del escenario	Nodo	Descripción	Tipo de evento
07-CCP-SCG	Separador de gas de succión FA-100.	Fuga de gas por orificio de 1" de diámetro localizado en la pared del separador de gas de succión FA-100.	Caso más probable
08-CCP-SCG	Cabezal de descarga de 6" de diámetro.	Fuga de gas por orificio de 1.2" de diámetro localizado en el cabezal de descarga de 6" de diámetro.	Caso más probable
09-CCP-SCG	Cabezal de succión-segunda sección de 8" de diámetro.	Ruptura de cabezal de succión segunda sección de 8" de diámetro.	Peor caso
10-CCP-SCG	Cabezal de succión-segunda sección de 8" de diámetro.	Fuga de gas por orificio de 1" de diámetro localizado en el cabezal de succión-segunda sección de 8" de diámetro.	Caso alterno
11-CCP-SCG	Cabezal de succión-primera sección, de 16" de diámetro.	Fuga de gas por orificio de 0.75" de diámetro, localizado en el cabezal de succión-primera sección de 16" de diámetro.	Caso alterno

SCG= Sistema de Compresión de Gas.

II.7.2.5 Simulación de los escenarios de riesgos. Sistema de Compresión de Gas.

Los parámetros y consideraciones utilizadas para la modelación de cada escenario del Sistema de Compresión de Gas se presentan a continuación.

Tabla 128. Consideraciones. Escenario 07-CCP-SCG.

Nodo: Separador de gas de succión FA-100.

Simulador utilizado:		SCRI FUEGO, versión 1.4.2		Instalación:		Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:		07-CCP-SCG		Tipo de evento:		Caso más probable	
Descripción del escenario:		Fuga de gas por orificio de 1" de diámetro localizado en la pared del separador de gas de succión FA-100.					
Condiciones ambientales del área del proyecto							
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga			
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)	
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F	
Material o sustancia peligrosa bajo estudio							
Nombre:	Gas			Fase:	Gas		
Componente		% mol	Componente		% mol		
Agua		1.2	Pentano		0.5		
Nitrógeno		0.55	Hexano		0.35		
Dióxido de carbono		0.17	Metil ciclopentano		0.04		
Metano		78.12	Ciclo hexano		0.01		
Etano		10.25	Heptano		0.17		
Propano		5.35	Metil ciclohexano		0.02		
Isobutano		0.78	m.p. xileno		0.01		
Butano		1.82	Octano +		0.14		
Isopentano		0.52					
Características del sitio en el que se encuentra la fuga							
Área del dique (m²)		No aplica		Altura del dique (m)		No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga							
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm²)	Altura hidráulica¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga² (m)	
Separador	32	3	No aplica	1"	horizontal	0	
Causas que originan la liberación		Falla del material, Corrosión interna y/o externa, Daño mecánico, Ruptura en accesorios (válvulas, bridas, coples, niples, tubing, indicador de nivel, instrumentos) y Acto vandálico.					

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 129. Consideraciones. Escenario 08-CCP-SCG.

Nodo: Cabezal de descarga de 6" de diámetro.

Simulador utilizado:		SCRI FUEGO, versión 1.4.2		Instalación:		Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:		08-CCP-SCG		Tipo de evento:		Caso más probable	
Descripción del escenario:		Fuga de gas por orificio de 1.2" de diámetro localizado en el cabezal de descarga de 6" de diámetro.					
Condiciones ambientales del área del proyecto							
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga			
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)	
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F	
Material o sustancia peligrosa bajo estudio							
Nombre:	Gas			Fase:	Gas		
Componente		% mol	Componente		% mol		
Agua		1.2	Pentano		0.5		
Nitrógeno		0.55	Hexano		0.35		
Dióxido de carbono		0.17	Metil ciclopentano		0.04		
Metano		78.12	Ciclo hexano		0.01		
Etano		10.25	Heptano		0.17		
Propano		5.35	Metil ciclohexano		0.02		
Isobutano		0.78	m.p. xileno		0.01		
Butano		1.82	Octano +		0.14		
Isopentano		0.52					
Características del sitio en el que se encuentra la fuga							
Área del dique (m²)		No aplica		Altura del dique (m)		No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga							
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm²)	Altura hidráulica¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga² (m)	
Tubería	32	58	No aplica	1.2"	horizontal	0	
Causas que originan la liberación		Daño mecánico, Corrosión, Erosión, Falla de material y Acto vandálico.					

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 130. Consideraciones. Escenario 09-CCP-SCG.

Nodo: Cabezal de succión-segunda sección de 8" de diámetro.

Simulador utilizado:		SCRI FUEGO, versión 1.4.2		Instalación:		Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:		09-CCP-SCG		Tipo de evento:		Peor caso	
Descripción del escenario:		Ruptura de cabezal de succión segunda sección de 8" de diámetro.					
Condiciones ambientales del área del proyecto							
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga			
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)	
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F	
Material o sustancia peligrosa bajo estudio							
Nombre:	Gas			Fase:	Gas		
Componente		% mol	Componente		% mol		
Agua		1.2	Pentano		0.5		
Nitrógeno		0.55	Hexano		0.35		
Dióxido de carbono		0.17	Metil ciclopentano		0.04		
Metano		78.12	Ciclo hexano		0.01		
Etano		10.25	Heptano		0.17		
Propano		5.35	Metil ciclohexano		0.02		
Isobutano		0.78	m.p. xileno		0.01		
Butano		1.82	Octano +		0.14		
Isopentano		0.52					
Características del sitio en el que se encuentra la fuga							
Área del dique (m²)		No aplica		Altura del dique (m)		No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga							
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm²)	Altura hidráulica¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga² (m)	
Tubería	32	2.5	No aplica	8"	horizontal	0	
Causas que originan la liberación		Falla del material, Corrosión interna y/o externa y Acto vandálico.					

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 131. Consideraciones. Escenario 10-CCP-SCG.

Nodo: Cabezal de succión-segunda sección de 8" de diámetro.

Simulador utilizado:		SCRI FUEGO, versión 1.4.2		Instalación:		Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:		10-CCP-SCG		Tipo de evento:		Caso alternativo	
Descripción del escenario:		Fuga de gas por orificio de 1" de diámetro localizado en el cabezal de succión-segunda sección de 8" de diámetro.					
Condiciones ambientales del área del proyecto							
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga			
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)	
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F	
Material o sustancia peligrosa bajo estudio							
Nombre:	Gas			Fase:	Gas		
Componente		% mol	Componente		% mol		
Agua		1.2	Pentano		0.5		
Nitrógeno		0.55	Hexano		0.35		
Dióxido de carbono		0.17	Metil ciclopentano		0.04		
Metano		78.12	Ciclo hexano		0.01		
Etano		10.25	Heptano		0.17		
Propano		5.35	Metil ciclohexano		0.02		
Isobutano		0.78	m.p. xileno		0.01		
Butano		1.82	Octano +		0.14		
Isopentano		0.52					
Características del sitio en el que se encuentra la fuga							
Área del dique (m²)		No aplica		Altura del dique (m)		No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga							
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm²)	Altura hidráulica¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga² (m)	
Tubería	32	2.5	No aplica	1"	horizontal	0	
Causas que originan la liberación		Falla del material, Corrosión interna y/o externa y Acto vandálico.					

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 132. Consideraciones. Escenario 11-CCP-SCG.

Nodo. Cabezal de succión-primer sección, de 16" de diámetro.

Simulador utilizado:		SCRI FUEGO, versión 1.4.2		Instalación:		Campo Cuichapa Poniente	
Clave del escenario:		11-CCP-SCG		Tipo de evento:		Caso alternativo	
Descripción del escenario:		Fuga de gas por orificio de 0.75" de diámetro, localizado en el cabezal de succión- primer sección de 16" de diámetro.					
Condiciones ambientales del área del proyecto							
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación				Condiciones meteorológicas al momento de la fuga			
Temperatura ambiente	Humedad relativa	Presión atmosférica	Zona tipo	Velocidad del viento	Dirección del viento	Estabilidad atmosférica (Pasquill)	
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm ²	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F	
Material o sustancia peligrosa bajo estudio							
Nombre:	Gas			Fase:	Gas		
Componente		% mol	Componente		% mol		
Agua		1.2	Pentano		0.5		
Nitrógeno		0.55	Hexano		0.35		
Dióxido de carbono		0.17	Metil ciclopentano		0.04		
Metano		78.12	Ciclo hexano		0.01		
Etano		10.25	Heptano		0.17		
Propano		5.35	Metil ciclohexano		0.02		
Isobutano		0.78	m.p. xileno		0.01		
Butano		1.82	Octano +		0.14		
Isopentano		0.52					
Características del sitio en el que se encuentra la fuga							
Área del dique (m²)		No aplica		Altura del dique (m)		No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga							
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm²)	Altura hidráulica¹ (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga² (m)	
Tubería	32	2.6	No aplica	0.75"	horizontal	0	
Causas que originan la liberación		Daño mecánico, Erosión, Corrosión, Falla de material y Acto vandálico.					

¹Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

²Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

II.7.2.6 Resultados de las modelaciones. Sistema de Compresión de Gas.

Los resultados obtenidos de las modelaciones de los escenarios de riesgo para el Sistema de Compresión de Gas se muestran a continuación.

Tabla 133. Resultados de consecuencias. Escenario 07-CCP-SCG.

Clave del escenario	07-CCP-SCG	Tipo de evento	Caso más probable
Descripción del escenario	Fuga de gas por orificio de 1" de diámetro localizado en la pared del separador de gas de succión FA-100.		
Causas	Falla del material, Corrosión interna y/o externa, Daño mecánico, Ruptura en accesorios (válvulas, bridas, coples, nipples, tubing, indicador de nivel, instrumentos) y Acto vandálico.		

Resultados		
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada
0.15 kg/s	600 s	90 kg

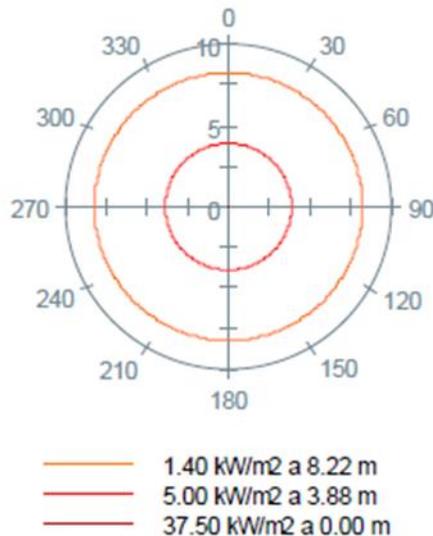
Efectos por toxicidad		
	Condición climática	
	1.5 / F	2.0 / F
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta

Efectos por radiación térmica Jet fire	
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	3.88 m
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	8.22 m

Efectos por sobrepresión	
Zona de alto riesgo 1 psi	*No se presenta
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	*No se presenta

*La explosión de la nube de gas no se generó por contener una masa insuficiente para que se produzca este evento cuando no está confinada.

Fuga de gas en separador FA-100.



Radiación térmica Jet fire

Figura 36. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 07-CCP-SCG.

De acuerdo con las simulaciones, al presentarse una fuga de gas por un orificio de una pulgada de diámetro en el separador de gas de succión, se produciría la liberación del gas con una tasa de descarga de 0.15 kg/s, en el caso de que el gas encontrara una fuente de ignición cercana, se produciría un dardo de fuego (jet fire).

Las radiaciones térmicas producto de este evento afectarían al personal localizado en la zona de alto riesgo en un radio de 3.88 metros, mientras que a los 8.22 metros se encontraría la zona considerada de amortiguamiento.

Tabla 134. Resultados de consecuencias. Escenario 08-CCP-SCG.

Clave del escenario	08-CCP-SCG	Tipo de evento	Caso más probable
Descripción del escenario	Fuga de gas por orificio de 1.2" de diámetro localizado en el cabezal de descarga de 6" de diámetro.		
Causas	Daño mecánico, Corrosión, Erosión, Falla de material y Acto vandálico.		

Resultados		
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada
4.40 kg/s	600 s	2,640 kg

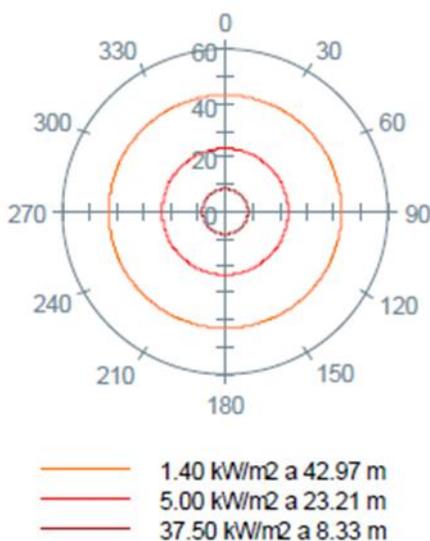
Efectos por toxicidad		
	Condición climática	
	1.5 / F	2.0 / F
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta

Efectos por radiación térmica Jet fire	
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	23.21 m
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	42.97 m

Efectos por sobrepresión	
Zona de alto riesgo 1 psi	*No se presenta
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	*No se presenta

*La explosión de la nube de gas no se generó por contener una masa insuficiente para que se produzca este evento cuando no está confinada.

Fuga de gas de 1.2" en cabezal de descarga.



Radiación térmica
Jet fire

Figura 37. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 08-CCP-SCG.

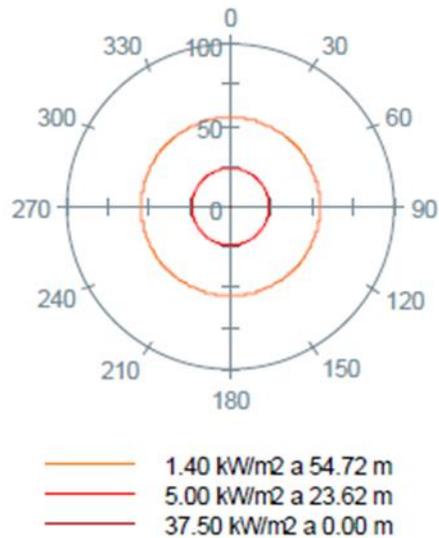
Suponiendo que se presente una fuga de gas de 1.2 pulgadas de diámetro en el cabezal de descarga, se generaría una liberación continua de gas a una razón de 4.40 kg/s. Si el gas encontrara una fuente de ignición formaría un incendio conocido como dardo de fuego (jet fire).

Al generarse este evento, se produciría una flama de 6.47 metros de longitud, donde la zona de alto riesgo, definida por la intensidad de 5 kW/m², alcanzaría un radio de 23.21 metros, mientras que la zona de salvaguarda (1.4 kW/m²) se localizaría a una distancia de 42.97 metros.

Tabla 135. Resultados de consecuencias. Escenario 09-CCP-SCG.

Clave del escenario	09-CCP-SCG	Tipo de evento	Peor caso
Descripción del escenario	Ruptura de cabezal de succión segunda sección de 8" de diámetro.		
Causas	Falla del material, Corrosión interna y/o externa y Acto vandálico.		
Resultados			
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada	
8.43 kg/s	600 s	5,058 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta	
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta	
Efectos por radiación térmica Jet fire			
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	23.62 m		
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	54.72 m		
Efectos por sobrepresión			
Zona de alto riesgo 1 psi	212.16		
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	360.64		

Ruptura en cabezal de succión.



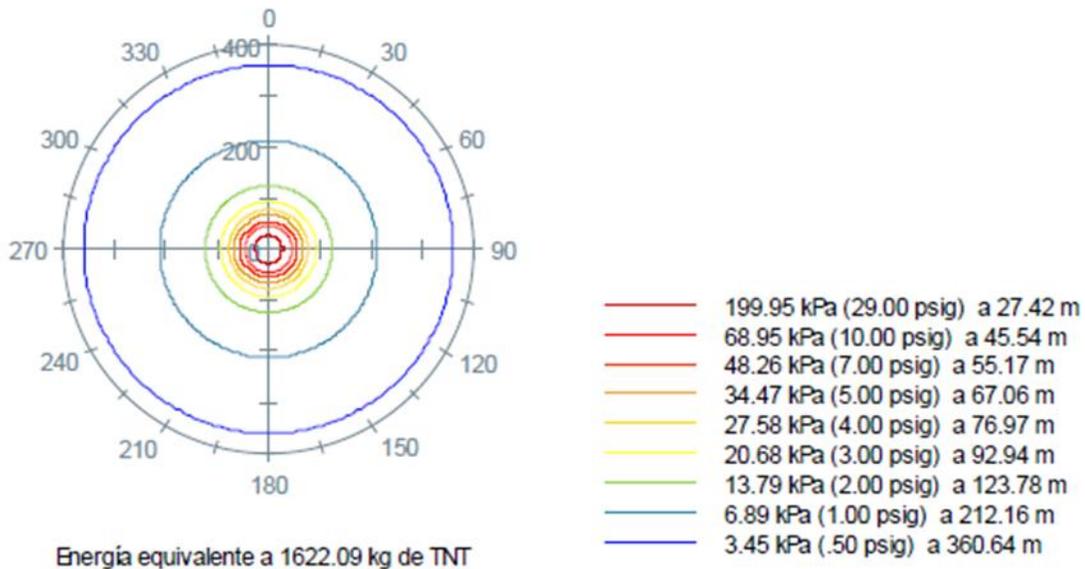
Radiación térmica Jet fire

Figura 38. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 09-CCP-SCG.

Los resultados de la simulación indican que al ocurrir la ruptura del cabezal de succión segunda sección, se presentaría una liberación masiva de gas a una tasa de descarga de 8.43 kg/s. Si el gas liberado encuentra una fuente de ignición se generaría un dardo de fuego.

Al ocurrir este evento, las intensidades de radiación térmica afectarían al personal que se encuentre en la zona de alto riesgo en un radio de 23.62 metros. Asimismo, la zona de salvaguarda se localizaría a una distancia de 54.72 metros del evento.

Ruptura en cabezal de succión.
(F.E.E. = 0.03)



Sobrepresión

Figura 39. Resultados modelación. Sobrepresión. Escenario 09-CCP-SCG.

Con la liberación continua y no controlada de gas puede darse las condiciones para formarse una nube, la cual en un tiempo de mezclado con el oxígeno del aire llegaría a la concentración para formar una mezcla explosiva. De presentarse las condiciones necesarias se generarían radios de posible afectación por ondas de sobrepresión, donde el nivel de daño por ondas equivalentes a 1 psi (zona de alto riesgo), provocaría daños en un radio de 212.16 metros.

Tabla 136. Resultados de consecuencias. Escenario 10-CCP-SCG.

Clave del escenario	10-CCP-SCG	Tipo de evento	Caso alternativo
Descripción del escenario	Fuga de gas por orificio de 1" de diámetro localizado en el cabezal de succión-segunda sección de 8" de diámetro.		
Causas	Falla del material, Corrosión interna y/o externa y Acto vandálico.		

Resultados		
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada
0.14 kg/s	600 s	84 kg

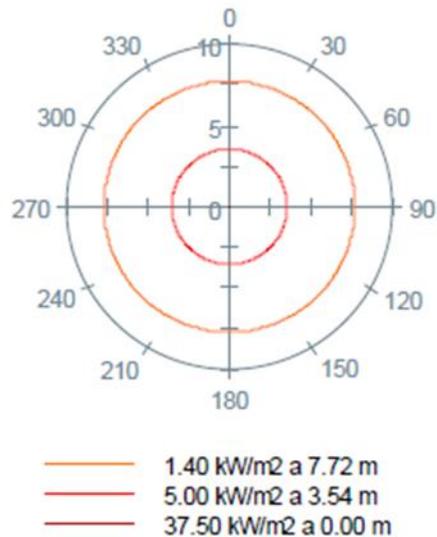
Efectos por toxicidad		
	Condición climática	
	1.5 / F	2.0 / F
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta

Efectos por radiación térmica Jet fire	
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	3.54 m
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	7.72 m

Efectos por sobrepresión	
Zona de alto riesgo 1 psi	*No se presenta
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	*No se presenta

*La explosión de la nube de gas no se generó por contener una masa insuficiente para que se produzca este evento cuando no está confinada.

Fuga de gas de 1" en cabezal de succión.



Radiación térmica
Jet fire

Figura 40. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 10-CCP-SCG.

Al presentarse una fuga de gas por un orificio de una pulgada de diámetro en el cabezal de succión segunda sección, se tendría una liberación de gas (metano), con una tasa de descarga de 0.14 kg/s. suponiendo que el gas encuentre una fuente de ignición se generaría un dardo de fuego, cuya longitud de flama alcanzaría 5.39 metros.

Se pudieran presentar afectaciones dentro de la zona de alto riesgo en un radio de 3.54 metros, mientras que la zona de salvaguarda se encontraría a 7.72 metros del evento.

Tabla 137. Resultados de consecuencias. Escenario 11-CCP-SCG.

Clave del escenario	11-CCP-SCG	Tipo de evento	Caso más probable
Descripción del escenario	Fuga de gas por orificio de 0.75" de diámetro, localizado en el cabezal de succión-primer sección de 16" de diámetro.		
Causas	Daño mecánico, Erosión, Corrosión, Falla de material y Acto vandálico.		

Resultados		
Tasa de descarga	Duración de la descarga	Cantidad descargada
0.08 kg/s	600 s	48 kg

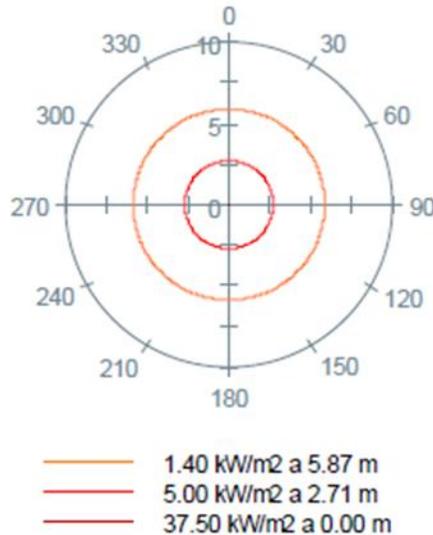
Efectos por toxicidad		
	Condición climática	
	1.5 / F	2.0 / F
Zona de alto riesgo IDLH 100 ppm	No se presenta	No se presenta
Zona de amortiguamiento TLV 10 ppm	No se presenta	No se presenta

Efectos por radiación térmica Jet fire	
Zona de alto riesgo 5 Kw/m ²	2.71 m
Zona de amortiguamiento 1.4 Kw/m ²	5.87 m

Efectos por sobrepresión	
Zona de alto riesgo 1 psi	*No se presenta
Zona de amortiguamiento 0.5 psi	*No se presenta

*La explosión de la nube de gas no se generó por contener una masa insuficiente para que se produzca este evento cuando no está confinada.

Fuga de gas de 0.75" en cabezal de succión.



**Radiación térmica
Jet fire**

Figura 41. Resultados modelación. Radiación térmica. Escenario 11-CCP-SCG.

Los resultados de las simulaciones indican, que al presentarse una fuga de gas por un orificio de 0.75 pulgadas de diámetro en el cabezal de succión primer sección, se tendrá una liberación de gas con una tasa de descarga de 0.08 kg/s. Si el gas encuentra una fuente de ignición, se produciría un dardo de fuego, con una longitud de flama de 4.03 metros.

Las radiaciones térmicas generadas por el evento afectarían un radio de 2.71 metros para la zona considerada de alto riesgo, mientras que la zona de amortiguamiento se encontraría a 5.87 metros del punto donde se origine el evento.

Cabe aclarar que no se presentan afectaciones por toxicidad debido a que el gas liberado no contienen ácido sulfhídrico (H_2S) que es el principal compuesto tóxico en los hidrocarburos.

Se adjuntan las memorias de cálculo generadas por el software SCRI de cada escenario simulado.

Anexo 28. Memoria de cálculo escenarios. Sistema de Compresión de Gas.

II.7.3 Representar las zonas de alto riesgo y amortiguamiento obtenidas en donde se puedan identificar los puntos de interés que se encuentren inmersos dentro de dichas zonas (componentes ambientales, áreas naturales protegidas, asentamientos humanos, zonas de reserva ecológica, cuerpos de agua, entre otros).

Se muestra la representación gráfica de los radios de afectación (diagrama de pétalos), denotando las zonas de amortiguamiento y alto riesgo para los escenarios de riesgo máximos probables.

A. Batería de Separación Acalapa.

Anexo 29. Diagrama de pétalos. Escenarios 1 al 6. Batería de Separación Acalapa.

B. Batería de Separación Cuichapa 2.

Anexo 30. Diagrama de pétalos. Escenarios 1 al 6. Batería de Separación Cuichapa 2.

C. Sistema de Compresión de Gas.

Anexo 31. Diagrama de pétalos. Escenarios 7 al 11. Sistema de Compresión de Gas.

II.8 INTERACCIONES DE RIESGO.

II.8.1 Realizar un análisis y evaluación de posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos, ductos, o instalaciones que se encuentren dentro de la Zona de Alto Riesgo.

La modelación de los diferentes escenarios permitió identificar aquellos que, por sus características de operación, condición mecánica, ubicación, fluidos manejados, así como su comportamiento y propiedades fisicoquímicas pudieran generar afectaciones al personal y a las instalaciones que se encuentren dentro de una zona de alto riesgo.

En las **Baterías de Separación** el escenario que podría ocasionar las peores consecuencias corresponde a la fuga de aceite en el tanque de almacenamiento de crudo, ya que, aun que el aceite derramado quedara contenido en el dique, si por alguna razón este aceite encontrase una fuente de ignición, se generaría un charco de fuego y se emitirían radiaciones de calor hacia los alrededores. En este evento, el personal que se localice dentro de un radio de 105.38 metros sufriría quemaduras de segundo grado en un periodo de exposición de 40 segundos. Asimismo, para que la radiación térmica pudiera afectar al equipo de proceso, esta tendría que ser de una intensidad de 37.5 kw/m², misma que se produciría principalmente en la superficie del dique de contención, por lo que no se esperarían ningún daño directo hacia los demás equipos de proceso.

En el caso del **Sistema de Compresión de Gas**, el escenario con mayores consecuencias de acuerdo con las simulaciones corresponde a la ruptura del cabezal de succión 2da. Sección, ya que una liberación descontrolada de gas ocasionaría graves consecuencias al personal que se encuentre en la zona, debido a que altas concentraciones de gas natural producen deficiencia de oxígeno lo que conlleva a una pérdida de conocimiento e incluso la muerte.

Una vez iniciada la fuga el gas, se dispersará en el aire y comenzará a desplazarse en una dirección que dependerá de las condiciones atmosféricas del momento, si el gas encontrara una fuente de ignición se generaría la combustión instantánea de las partículas de gas dispersadas llevando la flama al origen de la fuga, generando el evento conocido como dardo de fuego (jet fire).

Una vez que se produzca el evento, la flama saldría en cualquier dirección por lo que el primer radio de afectación sería para una intensidad de radiación de 5 kW/m^2 , mismo que se presentaría a una distancia de 23.62 metros, considerada como zona de alto riesgo, y donde podría producir quemaduras de segundo grado al personal que se localice dentro de esta zona. No obstante, no se esperarían daños severos a instalaciones al no generarse radiaciones de 37.5 kW/m^2 , que son las necesarias para causar daño al equipo.

Si no se presenta el evento descrito anteriormente, podrían darse las condiciones atmosféricas adecuadas para que el gas liberado tenga un tiempo de mezclado con el oxígeno del aire que permita llegar a la concentración mínima requerida para formar una mezcla explosiva. De presentarse estas condiciones se generarían radios de posible afectación por ondas de sobrepresión, donde el nivel de daño por onda equivalente a 1 psi es capaz de causar daño al 1% del personal por ruptura de tímpanos o daños por proyectiles, si se encuentran dentro de un radio de 212.16 metros.

Con la finalidad de reducir la probabilidad de ocurrencia de los eventos antes mencionados se cumplirá con las siguientes recomendaciones:

- Programa de capacitación y entrenamiento adecuado al personal operativo previa a la realización de las operaciones peligrosas.
- Dar cumplimiento a los programas de mantenimiento preventivo.
- Capacitar al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad y los procedimientos de operación normal y de emergencia.
- Señalamientos preventivos y restrictivos.
- No exceder la presión de operación establecida en cada equipo, para evitar fracturas que conduzcan a situaciones de peligro al ambiente o a la infraestructura.
- Efectuar inspecciones en forma periódica con la finalidad de detectar condiciones anormales de operación.

- Avisar de manera inmediata al personal responsable de la operación sobre la presencia de posibles fugas, para realizar los procedimientos de seguridad pertinentes.
- En caso de derrame del hidrocarburo:
 - d) Dar aviso emergente a los responsables operativos.
 - e) Confinar y recuperar el derrame siempre y cuando se cumplan las condiciones de seguridad y no exista ningún riesgo latente. Proceder a la construcción de cárcamos basados en la estimación del producto derramado.
 - f) Realizar un estudio de factibilidad para la aplicación de alguna técnica de remediación del suelo afectado, el cual deberá apegarse a los lineamientos establecidos por la ASEA/SEMARNAT.
- Llevar un registro, mediante bitácora de accidentes y/o fugas que se llegaran a presentar para aplicar posteriormente un programa específico que permita prevenirlas.
- Sensibilizar a la población de las localidades cercanas mediante pláticas, señalamientos y boletines sobre los peligros que implica la invasión a la instalación, asimismo qué hacer en caso de que se presente un accidente y cómo actuar con prontitud de acuerdo al Plan de Emergencia.

Las medidas mencionadas anteriormente son enunciativas más no limitativas, en el apartado III.3 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS, se enlistan todas y cada una de las medidas consideradas para esta actividad.

II.9 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL.

II.9.1 Identificar y describir los componentes ambientales y asentamientos humanos que pueden ser afectados por los eventos de riesgo identificados, considerando las zonas de alto riesgo y amortiguamiento determinadas en el punto II.7 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.

Una vez obtenidos los radios de afectación de cada escenario, es importante identificar los componentes ambientales y asentamientos humanos que pudieran ser afectados al presentarse un evento no deseado.

Como algunos escenarios no muestran afectaciones fuera de los límites de la instalación, se optó por describir aquellos cuyas consecuencias son mayores y generan impacto sobre algún componente ambiental.

Por lo anterior, se determinó analizar para la batería de separación el escenario 03-CCP-BS correspondiente a la fuga y derrame de aceite en el tanque de almacenamiento de crudo. Y para el sistema de compresión se analizará el escenario 09-CCP-SCG, relacionado a la ruptura del cabezal de succión segunda sección.

Alcance de daños a viviendas.

Las instalaciones analizadas en el estudio corresponden a la Batería de Separación Cuichapa 2, la cual ya se encuentra en operación y en espera de la modernización previamente descrita en este documento, y la batería de separación Acalapa, la cual sería una instalación nueva.

Aunque los radios de afectación en ambas baterías serían iguales, los alrededores cambian y con ello las construcciones o viviendas de sus entornos. En la siguiente tabla se presentan las distancias de viviendas y/o construcciones más cercanas con respecto al posible evento y los daños que este pudiera causar.

Tabla 138. Daños a edificaciones. Batería de separación.

Daño	Modelo	Radios de afectación Distancia (m)	Distancia de las casas con respecto al Proyecto	
		03-CCP-BS	Batería de Separación Acalapa	Batería de Separación Cuichapa 2
Probables quemaduras de segundo grado.	Radiación térmica (5 kw/m ²)	105.38	Planta de bombeo CONAGUA a 193 m al N	Corral a 80 m al O Corral a 93 m al NO Casa a 100 m al O Corral a 120 m al OSO
No se presentan molestias.	Radiación térmica (1.4 kw/m ²)	196.21		
Demolición parcial de casas, estas se vuelven inhabitables.	Sobrepresión (1 psi)	No se presenta		
Daño a ventanas.	Sobrepresión (0.5 psi)	No se presenta		

Como se puede observar en la Batería de Separación Acalapa, no se localiza ninguna vivienda o construcción dentro de la zona considerada como de alto riesgo, la construcción más cercana a esta instalación se localiza a 193 metros al norte y corresponde a una planta de bombeo propiedad de CONAGUA, la cual no sufriría ningún daño si se llegase a presentar algún evento no deseado.

En el caso de la Batería de Separación Cuichapa 2, se tienen tres construcciones localizadas dentro de una zona considerada de alto riesgo, las cuales corresponden a dos corrales utilizados para cría, y una vivienda. Si existiera un evento de incendio en el tanque de almacenamiento, las radiaciones podrían afectar a personas, sin embargo, para que pudieran dañar a las casas construidas a base de madera y lamina de zinc, las radiaciones térmicas tendrían que ser de 37.5 kW/m², 25 kW/m² y 12.5 kW/m², mismas que se presentarían a 35.67 m, 45.45 m y 66.23 m respectivamente. Por lo tanto, ninguna de las casas localizadas en las inmediaciones de la batería Cuichapa 2 sufriría daños por efectos de la radiación térmica.

Tabla 139. Daños a edificaciones. Sistema de Compresión de Gas.

Daño	Modelo	Radios de afectación Distancia (m)	Distancia de las casas con respecto al Proyecto
		09-CCP-SCG	Sistema de Compresión de Gas
Probables quemaduras de segundo grado.	Radiación térmica (5 kw/m ²)	23.62	Corral a 154 m al ONO Corral a 156 m al NO Casa a 164 m al ONO Corral a 185 m al SE
No se presentan molestias.	Radiación térmica (1.4 kw/m ²)	54.72	
Demolición parcial de casas, estas se vuelven inhabitables.	Sobrepresión (1 psi)	212.16	
Daño a ventanas.	Sobrepresión (0.5 psi)	360.64	

El Sistema de Compresión de Gas forma parte de la modernización de la Batería de separación Cuichapa 2, por lo tanto, su ubicación está considerada dentro de la batería.

Al presentarse un evento de incendio por la ruptura del cabezal de succión segunda sección, no se esperarían daños a ninguna vivienda o construcción, ya que los efectos por radiación térmica estarían contenidos en la instalación y a pocos metros fuera de ella, donde no se localiza ninguna construcción que pudiera verse afectada.

Para el caso de un evento de sobrepresión, los radios de afectación son mucho más amplios, ya que podrían afectar a las construcciones o viviendas localizadas en un radio de 212.16 metros. Dentro de este radio se localiza una vivienda y tres corrales, mismos sufrirían una demolición parcial. Sin embargo, para que este evento de sobrepresión se lleve a cabo, tendrían que combinarse varios factores, tanto de operación como de condiciones atmosféricas, lo que hace que este evento tenga muy poca probabilidad de ocurrir, debido a las medidas de seguridad y operacionales que se implementaran en la instalación.

Componentes ambientales.

Se describen a continuación los componentes ambientales que podrían ser afectados por los eventos de riesgo.

Vegetación. Si se presenta un evento no deseado como incendio, este tendría efectos dañinos sobre las especies presentes en el área afectada en el momento de ocurrir el incidente, ya que la cobertura vegetal sería alterada a causa de la radiación térmica generada y consecuentemente se producirían daños a la fauna principalmente anfibios y reptiles de lento desplazamiento.

Los afectos adversos a la vegetación serían causados por intensidad de radiación de 25 kW/m² y 12.5 kW/m², suficientes para incendiar la madera (vegetación en general) a flama directa e indirecta respectivamente.

Al ocurrir un incendio en la Batería de Separación Acalapa, se afectaría la superficie de la instalación, ya que las radiaciones más intensas se encontrarían dentro de los límites de esta, y considerando la barda perimetral, no se esperarían afectaciones a la vegetación aledaña compuesta de pastizal.

De igual forma, al ocurrir un evento de incendio dentro de Batería de Separación Cuichapa 2, la afectación se encontraría dentro de la misma instalación, si afectación a la vegetación aledaña, la cual consta principalmente de pastizal y vegetación secundaria.

Con respecto al sistema de compresión el evento de dardo de fuego que pudiera presentarse tendría afectaciones dentro de la instalación, por lo que no se esperan daños a la vegetación circundante.

Suelo. Afectación directa al suelo, no existiría al ocurrir un evento no deseado en cualquiera de las instalaciones, ya que, en el caso de derrames, la sustancia quedaría concentrada dentro de las mismas instalaciones sin afectación directa al suelo de tipo Cambisol fuera de los límites de la instalación.

Hidrología. No se esperan afectaciones a la hidrología en caso de ocurrir algún evento no deseado en las baterías de separación, ya que, en caso de ocurrir un derrame, este estaría contenido dentro de la instalación.

II.9.2 Valoración de dichos efectos sobre la integridad funcional de los ecosistemas (biodiversidad, fragilidad, hábitats, etc.), así como sobre la salud humana, presentando los resultados de dicho análisis.

Valorar los componentes ambientales permitió evaluar el efecto que puede causar un evento de riesgo sobre la integridad funcional de los ecosistemas y la salud humana en la superficie de cada instalación y sus radios de afectación.

La superficie a evaluar se tomó con base a los resultados del análisis de consecuencias, por lo que los radios de afectación corresponden al peor caso que pudiera presentarse en las instalaciones en estudio. Es importante mencionar que, al ocurrir un evento este puede ser de proporciones menores a las que se estiman.

De acuerdo con las modelaciones, el evento de mayores proporciones en la batería de separación corresponde a una fuga y derrame de aceite en el tanque de almacenamiento de crudo. Este derrame puede convertirse en un incendio si el líquido liberado encuentra una fuente de ignición. Las zonas de alto riesgo se encontrarían dentro de un radio de 105.38 metros, mientras que la salvaguarda estaría a 196.21 metros.

Para el caso del sistema de compresión la ruptura del cabezal de succión segunda sección, podría ocasionar un dardo de fuego, donde la zona de alto riesgo estaría

comprendida en un radio de 23.62 metros, mientras que la zona de amortiguamiento se ubicaría a los 54.72 metros del evento.

Si las condiciones atmosféricas son propicias, se podría generar un evento de sobrepresión, donde la zona de alto riesgo se concentraría en un radio de 212.16 metros y la zona de amortiguamiento se localizaría a 360.64 metros.

Considerando los radios de afectación antes mencionados se analizaron los componentes, obteniendo el siguiente resultado

Tabla 140. Análisis y evaluación de resultados y radios de afectación del peor caso. Batería de Separación Acalapa.

Modelo	Radios de afectación 03-CCP-BS	Unidad geomorfológica	Sensibilidad	Unidad de suelo	Sensibilidad	Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad
Radiación térmica (5 kw/m ²)	105.38	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Cambisol	Baja	Pastizal	Baja
Radiación térmica (1.4 kw/m ²)	196.21	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Cambisol	Baja	Pastizal Selva alta con vegetación secundaria	Baja Alta

Tabla 141. Análisis y evaluación de resultados y radios de afectación del peor caso. Batería de Separación Cuichapa 2.

Modelo	Radios de afectación 03-CCP-BS	Unidad geomorfológica	Sensibilidad	Unidad de suelo	Sensibilidad	Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad
Radiación térmica (5 kw/m ²)	105.38	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Cambisol	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
Radiación térmica (1.4 kw/m ²)	196.21	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Cambisol	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media

Tabla 142. Análisis y evaluación de resultados y radios de afectación del peor caso. Sistema de Compresión de Gas.

Modelo	Radios de afectación 03-CCP-BS	Unidad geomorfológica	Sensibilidad	Unidad de suelo	Sensibilidad	Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad
Radiación térmica (5 kw/m ²)	23.62	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Instalación	-	Instalación	Baja
Radiación térmica (1.4 kw/m ²)	54.72	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Cambisol	Baja	Pastizal	Baja
Sobrepresión (1 psi)	212.16	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Cambisol	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media
Sobrepresión (0.5 psi)	360.64	Llanura aluvial costera inundable	Baja	Cambisol	Baja	Pastizal Vegetación secundaria	Baja Media

III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL.

PERFORACIÓN DE POZOS

III.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.

III.1.1 Indicar claramente las recomendaciones técnico-operativas resultantes de la aplicación de la metodología para la identificación y evaluación de riesgos.

Se presentan las recomendaciones técnico-operativas resultantes de la aplicación de la metodología ¿Qué pasa sí?, relacionada con la perforación del pozo.

- Elaboración de un procedimiento para reconocer la profundidad interior.
- Llevar un registro, mediante bitácora de accidentes y/o fugas que se llegaran a presentar en los pozos, para aplicar posteriormente un programa específico que permita prevenirlos.
- Llevar bitácora donde se registren las condiciones de operación.
- Mantener un programa de simulacro para control de pozos.
- Mantener capacitación al personal en aplicación de procedimientos para emergencias.
- Continuar proporcionando capacitación al personal en la aplicación de procedimientos operativos.
- Supervisar permanentemente las actividades de los operarios
- Instalar un sistema de alarma de alto y bajo nivel en presas.

III.1.2 Sistemas de seguridad.

Para la perforación del pozo se cuentan con los siguientes sistemas de seguridad.

- Para atender la emergencia interna el equipo de perforación cuenta con los recursos mencionados en el numeral I.1.2.2.3 Proyecto sistema contraincendio.
- Plan de Respuesta de Emergencia, dentro del mismo incluye lo siguiente:
 - Brigadas de Unidad de Respuesta de Emergencia.
 - Personal básico de Brigada Operativa de Control de Brotes.
 - Programas de capacitación y formación de brigadas.
 - Eventos y escenarios tomados en cuenta en la administración de seguridad de los procesos.
 - Diagrama de flujo de comunicación.
 - Identificación y localización de las áreas, donde se ubican los procesos y equipos críticos y rutas de evacuación.
 - Sistemas de control superficial, que se compone por el conjunto de

preventores, línea del estrangulador, múltiple de estrangulación y unidad acumuladora para operar preventores.

- Procedimiento para el manejo, almacenamiento de sustancias químicas en el equipo de perforación, en el que se incluyen las Hojas de Seguridad.
- Procedimiento para respuesta a emergencia por incendio
- Procedimiento de comunicación y respuesta a emergencias
- Procedimiento de respuesta a emergencias por inundación.
- Plan de respuesta a emergencias para huracanes
- Plan de contingencia ambiental
- Procedimiento de respuesta a emergencias por derrame de hidrocarburos.
- Procedimiento para el control de brotes.
- Sistema de alertamiento ante emergencia y evacuación.

Tabla 143. Sistema de alarma durante la perforación.

Señal	Descripción
1 Cornetazo	Manifestación de brote
2 Cornetazos	Fuga de gas
3 Cornetazos	Incendio
4 Cornetazos	Emergencia médica
5 Cornetazos	Abandono de la instalación

Descripción del sistema de alertamiento. El alertamiento se realiza a través de un sistema de alarmas y de acuerdo con la emergencia identificada en sitio; posterior a la notificación y tipo de emergencia, la brigada realiza acciones para atender el evento.

El personal ajeno a la instalación y el personal que no tenga función alguna dentro de las brigadas deben acudir al punto de reunión.

El supervisor de seguridad en sitio realiza el conteo del personal de la instalación (incluyendo contratistas, subcontratistas y personal de visita), notificando a la máxima autoridad de la instalación.

III.1.3 Medidas preventivas.

Para evitar un posible evento de riesgo durante la perforación de pozos se consideran las siguientes medidas preventivas, incluyendo las establecidas en los "Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos".

- Programa de capacitación y entrenamiento adecuado al personal operativo previa a la realización de las operaciones peligrosas.
- Reducción de Operaciones Simultáneas.
- Equipos o sistemas optimizados de control de Pozos; BOP's.

- Sistemas optimizados de perforación.
- Contar con planes de contingencia de derrames de petróleo actualizados, y equipos de recuperación.
- Inspección y mantenimiento previo del equipo de perforación previo a la introducción.
- Procedimiento de control de pozo.
- Caracterización de la formación.
- Reserva de volúmenes de lodo.
- Material químico suficiente para preparar lodos en caso de requerir.
- Programa del pozo.
- Actualización y difusión de los Procedimientos operativos.
- Actualización y aplicación de Programas de inspección y mantenimiento de equipo.
- Actualización periódica de las bitácoras de mantenimiento y operación.
- Certificación de los equipos de perforación.
- Supervisión de los fluidos y control de pozos, densidad y condiciones reológicas.
- Actualización de acuerdo a los lineamientos de ASEA el Plan de Respuesta a emergencias del equipo de perforación.
- Continuar aplicando programa de mantenimiento a equipo contra incendios.
- Mantener en buenas condiciones el equipo de comunicación.

SISTEMA DE TRANSPORTE POR DUCTO

III.2 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.

III.2.1 Indicar claramente las recomendaciones técnico-operativas resultantes de la aplicación de la metodología para la identificación y evaluación de riesgos.

Las recomendaciones técnico-operativas resultantes de la aplicación de la metodología HAZOP, para el sistema de transporte por ducto son las siguientes:

- Seguir procedimientos y programas de mantenimiento de equipos y accesorios, además de capacitación continua del personal, en cuestión de operación y de seguridad.
- Dar seguimiento al Plan de Respuesta a Emergencia.
- Mantener la franja de seguridad (derecho de vía) en buenas condiciones y libre de maleza.
- Proporcionar detector de gas portátil al supervisor.
- Colocar protección tubular a los pozos.
- Dar seguimiento al programa de mantenimiento general de ductos de acuerdo a los lineamientos de ASEA.
- Elaborar procedimiento de corrida de diablos.

III.2.2 Sistemas de seguridad.

Se enlistan las medidas de seguridad para el sistema de transporte por ductos.

- Procedimientos y programas de mantenimiento de equipos y accesorios.
- Aplicación y actualización del Programa de capacitación al personal operativo.
- Protección tubular en el cuadro del pozo.
- Control de flujo en la superficie mediante la operación del árbol de válvulas.
- Programa de Inspección
- Los ductos contarán con la instrumentación adecuada en el origen y destino, con la finalidad de controlar y regular el fluido que será transportado.
- Señalamiento restrictivo para tránsito y excavación en la franja de seguridad o derecho de vía.
- Sistema de protección catódica.
- Válvulas de retención (check). Estas válvulas permiten el flujo en una sola dirección, sellándose cuando el flujo se invierte.

III.2.3 Medidas preventivas.

Las medidas preventivas orientadas a la reducción del riesgo para el sistema de transporte por ductos son relativos al seguimiento de la aplicación de las siguientes recomendaciones:

- Programa de Inspección mediante celaje de ductos verificando condiciones operativas del proceso.
- Mantener en buenas condiciones la franja de seguridad o derecho de vía y señalamientos.
- Dar cumplimiento a los programas de mantenimiento preventivo.
- Realizar los procedimientos para el cierre de válvulas en caso de presentarse fugas.
- Capacitar al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad y los procedimientos de operación normal y de emergencia.
- Señalamientos preventivos y restrictivos.
- No exceder la presión de operación establecida en el *sistema de transporte por ductos*, para evitar fracturas que conduzcan a situaciones de peligro al ambiente o a la infraestructura.
- Capacitar al personal para que opere en forma correcta los manuales de control y los fundamentos básicos de operación de las instalaciones, con la finalidad de evitar errores humanos durante la operación.
- Efectuar inspecciones en forma periódica con la finalidad de detectar condiciones anormales de operación.
- Avisar de manera inmediata al personal responsable de la operación sobre la presencia de posibles fugas, para realizar los procedimientos de seguridad pertinentes.
- En caso de derrame del hidrocarburo:

- a. Dar aviso emergente a los responsables operativos.
 - b. Confinar y recuperar el derrame siempre y cuando se cumplan las condiciones de seguridad y no exista ningún riesgo latente. Proceder a la construcción de cárcamos basados en la estimación del producto derramado.
 - c. Realizar un estudio de factibilidad para la aplicación de alguna técnica de remediación del suelo afectado, el cual deberá apegarse a los lineamientos establecidos por la ASEA/SEMARNAT.
- Llevar un registro, mediante bitácora de accidentes y/o fugas que se llegaran a presentar para aplicar posteriormente un programa específico que permita prevenirlas.

BATERÍA DE SEPARACIÓN Y SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS

III.3 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.

III.3.1 Indicar claramente las recomendaciones técnico-operativas resultantes de la aplicación de la metodología para la identificación y evaluación de riesgos.

Se presentan las recomendaciones técnico-operativas resultantes de aplicación de la metodología HAZOP, para la batería de separación.

- Continuar con el seguimiento a los procedimientos y programas de mantenimiento de equipos estáticos y dinámicos, además de líneas y cabezales.
- Capacitación del personal, en cuestión de operación y de seguridad (uso y manejo de extintores, uso de detector de gas, equipo de aire autónomo, etc).
- Instalar by pass a la válvula controladoras de nivel LV-SVGBP-1/2 y 3 de los separadores verticales de grupo de baja presión.
- Instalar by pass a la válvula controladoras de nivel LV-SVPBP-1/2 y 3 de los separadores verticales de prueba de baja presión-
- Dar seguimiento a Plan de Respuesta a Emergencia.
- Proporcionar detector de gas portátil al operador.
- Instalar cámara de espuma en los tanques de almacenamiento TV-1 y TV-2.
- Instalar indicador de presión PI en el cabezal recolector de gas a sistema de compresión.
- Instalar un filtro en la succión de la bomba GA-3.
- Instalar un filtro en la succión de la bomba GA-4.

Las recomendaciones técnico-operativas resultantes de aplicación de la metodología HAZOP para el sistema de compresión se presentan a continuación.

- Continuar con los procedimientos y programas de mantenimiento de equipos estáticos y dinámicos, además de líneas y cabezales,

- Capacitación del personal, en cuestión de operación y de seguridad (uso y manejo de extintores, uso de detector de gas, equipo de aire autónomo, etc).
- Incluir dentro del Plan de Respuesta a Emergencia, el Sistema de Compresión de Gas.
- Proporcionar detector de gas portátil al operador.

De forma general se recomienda para las instalaciones:

- Evitar fuentes susceptibles a provocar chispas dentro de las instalaciones.
- Capacitar al personal de manera periódica con respecto a las medidas y recomendaciones de seguridad.
- Difundir al personal las acciones que contempla el plan de respuesta a emergencias.
- Dar a conocer a los pobladores cercanos a las instalaciones las acciones a seguir en caso de un evento de riesgo.

III.3.2 Sistemas de seguridad.

Las medidas de seguridad orientadas a reducir el riesgo en la batería de separación y el sistema de compresión son las siguientes:

- Procedimientos y programas de mantenimiento preventivo a equipos y accesorios.
- Programa de medición de espesores a los equipos y líneas de proceso.
- Procedimientos operativos.
- Sistema industrial fijo de detección de gases y fuego.
- Sistema de alarma y voceo.
- Extintores portátiles.
- Válvulas de corte.
- Válvulas de control de nivel
- Válvulas de seguridad PSV en los separadores y equipos de presión.
- Quemador de fosa.
- Personal operativo las 24 horas.

III.3.3 Medidas preventivas.

Las medidas preventivas orientadas a la reducción del riesgo para la batería de separación y el sistema de compresión son relativas a las siguientes recomendaciones.

- Dar cumplimiento a los programas de mantenimiento preventivo.
- Seguir los procedimientos operativos de las instalaciones.
- Capacitar al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad y los procedimientos de operación normal y de emergencia.

- Señalamiento preventivos y restrictivos.
- Llevar un registro, mediante bitácora de accidentes y/o fugas que se presenten en las instalaciones.
- Sensibilizar a la gente que transita cerca de las instalaciones, sobre los peligros que implica la invasión a la instalación y la realización de trabajos de forma irresponsable. Por lo cual, es necesario, informar a las personas mediante pláticas, señalamientos y boletines, sobre qué hacer en caso de que se presente un accidente y cómo actuar con prontitud de acuerdo al plan de respuesta a emergencia.
- El personal responsable de la operación de las instalaciones deberá apearse a las medidas de seguridad con que cuenta la misma, así como conocer los procedimientos de operación normal y de emergencia.

IV. RESUMEN.

IV.1 SEÑALAR LAS CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.

El Proyecto en estudio contempla la realización de un conjunto de obras o actividades con la finalidad de aumentar y optimizar la producción petrolera del Campo Cuichapa Poniente. El conjunto de obras a desarrollar consiste en la perforación de pozos de extracción de hidrocarburos, sistema de transporte por ducto, modernización y construcción de baterías de separación, así como la implementación de un sistema de compresión de gas. Estas obras se desarrollarán en forma apropiada evitando los riesgos al personal, al ambiente y a las instalaciones ya conformadas.

Las actividades por desarrollar se encuentran sujetas a la ocurrencia de un evento no deseado, cuyas consecuencias pueden ser diversas, dependiendo de las características propias del evento y del entorno.

En el presente estudio, se identificaron y analizaron aquellos eventos no deseados que pudieran generar grandes afectaciones hacia los componentes ambientales y al entorno. De igual forma se describieron las medidas de seguridad a implementar para evitar o disminuir la probabilidad de ocurrencia de un evento no deseado.

De acuerdo con los resultados del estudio de riesgo y con base en la ingeniería básica se identificó lo siguiente:

El Proyecto fue diseñado con códigos, especificaciones y normas nacionales e internacionales de diseño de tuberías, equipos y accesorios, además, contará con la infraestructura básica necesaria para operar con seguridad (válvulas, medidores, etc.), planes de emergencia, procedimiento de operación y programas de mantenimiento, entre otros.

El área donde se localiza el CCP es considerada una zona sísmica tipo B, donde la frecuencia de los sismos es muy escasa o casi nula, por lo que el terreno no es susceptible a sismos y no es necesario aplicar consideraciones especiales en cuanto a las bases de diseño para cada una de las obras.

La identificación de los peligros que pudieran generarse durante la perforación de pozos fue realizada por las metodologías ¿Qué pasa sí?, con la cual se determinó que los eventos probables de riesgo podrían ser causados por una fuga de gas o un brote de pozo.

Por otra parte, la metodóloga HAZOP utilizada para analizar el sistema de transporte por ductos, batería de separación y sistema de compresión determinó que las tuberías y algunos equipos serían propensos a sufrir daños ya sea por agentes externos o por corrosión, lo que daría lugar a la fuga de las sustancias a transportar o en su caso a contener.

La jerarquización de los eventos de riesgo, máximos probables identificados y evaluados, corresponden principalmente a un nivel de riesgo tipo D "Riego tolerable", por lo que no se requieren medidas de seguridad y abatimiento inmediatos y/o urgentes.

Las modelaciones matemáticas, determinaron las probables áreas de afectación al ocurrir un evento de riesgo no deseado; con ellas se logró identificar y localizar aquellas viviendas o centros poblacionales más cercanos al sitio del probable evento. Asimismo, se identificó que la cobertura vegetal que podría verse afectada al ocurrir un evento sería principalmente pastizal y algunos manchones dispersos de vegetación secundaria, así como otros tipos de vegetación vulnerable.

Bajo las condiciones operativas de los diferentes sistemas o infraestructura, se ha determinado que en caso de incidentes se tendría la presencia de eventos de fuga con posibilidad de incendios, y, en determinado caso, explosiones dependiendo de la cantidad de sustancia liberada y las condiciones atmosféricas necesarias para tales eventos.

No se contemplan afectaciones por efectos de toxicidad, ya que la mezcla de hidrocarburo no contiene entre sus componentes ácido sulfhídrico, principal componente tóxico en el crudo.

Dadas las condiciones operativas, se recomienda el seguimiento en la aplicación de procedimientos de seguridad, así como la observancia de buenas prácticas operacionales. Asimismo, es conveniente llevar a cabo las recomendaciones señaladas, así como mantener en estado óptimo los diferentes sistemas y equipos de seguridad, con el fin de atenuar los niveles de riesgo y/o afectación al ambiente, personal o las instalaciones, en el caso de presentarse una eventualidad de características similares identificadas en el presente análisis de riesgo.

De acuerdo con los resultados del estudio de riesgo fundamentados en la información contenida en el Plan de Desarrollo del Contrato CNH- R01- L03-A7/2015, se establece que, para el presente proyecto, el Regulado contará con la infraestructura y equipos necesarios para operar con seguridad, minimizando los riesgos al personal, la población y al ambiente e instalaciones.

IV.2 HACER UN RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL.

La finalidad del Proyecto es contar con la infraestructura necesaria para aumentar y optimizar la producción petrolera en el CCP. Lo anterior será realizado conforme lo indican las normas de seguridad operativas y cumpliendo con los requisitos y disposiciones de la Agencia de Seguridad Energía y Ambiente (ASEA), elementos fundamentales para cuidar el entorno biológico y evitar la contaminación del suelo, agua y aire.

Las actividades analizadas radican en la perforación de 63 pozos, construcción de un sistema de transporte por ductos consistente en líneas de flujo, líneas de medición, oleogasoductos, oleoductos, gasoductos, saloductos y líneas de bombeo neumático, el desarrollo de la Batería de Separación Acalapa, así como la modernización de la Batería de Separación Cuichapa 2 que incluye la implementación de un Sistema de Compresión de Gas.

El proceso inicia una vez que la mezcla de hidrocarburo se extrae del subsuelo, y es conducida por medio del *sistema de transporte por ductos hacia la batería de separación*, donde la mezcla se separará en aceite, gas y agua, para posteriormente enviarse, por medio de ductos, a la instalación correspondiente y continuar con su proceso. Se incluye dentro de la Batería de Separación Cuichapa 2, un *sistema de compresión de gas*, que tiene como objetivo aumentar la presión del gas para enviarlo ya sea a los pozos de producción o a otra instalación para su proceso.

La identificación de los peligros que pudieran generarse con el desarrollo de las obras fue realizada por las metodologías *¿Qué pasa sí?*, aplicada para la *perforación de pozos*; y la metodología HAZOP utilizada para el *sistema de transporte por ductos*, *baterías de separación* y el *sistema de compresión de gas*.

La base de la identificación de los peligros en el estudio de riesgo fue la de considerar las consecuencias más catastróficas para aquellas causas más creíbles de ocurrir, considerando causas básicas; y para cada peligro, se identificaron las protecciones a implementar y los controles administrativos. De acuerdo con las causas, consecuencias y protecciones, se propusieron medidas y recomendaciones para la reducción y/o mitigación de los peligros.

Perforación de pozos.

Los riesgos que se pueden presentar durante la perforación de un pozo van enfocados a una liberación de gas. Por lo tanto, se analizaron dos escenarios de riesgo que pueden ocurrir durante la perforación, consistiendo en una fuga de gas y un brote de pozo, mismos que fueron modelados. El incidente originaría un incendio de tipo dardo de fuego (jet fire) o una explosión si se dan las condiciones atmosféricas necesarias y se acumulan más de 5,000 kg del gas.

Al presentarse un dardo de fuego, se emitirán radiaciones que pueden causar daños a quien se encuentre cerca. De acuerdo con las modelaciones realizadas para este evento, se determinó un radio de alto riesgo a una distancia de 82.83 m del pozo, asimismo una zona de amortiguamiento a un radio de 152.77 m.

En caso de ocurrir un brote de pozo y este no pueda ser controlado, habría una liberación masiva de gas que puede formar una nube, la cual en un tiempo de mezclado con el oxígeno del aire llegaría a la concentración para formar una mezcla explosiva. De presentarse las condiciones de necesarias se generarían ondas de

sobrepresión, donde la zona de alto riesgo se localizaría a 241.46 m y la zona de amortiguamiento se encontraría a 410.45 metros.

Es importante mencionar que los radios de afectación antes mencionados corresponden al peor caso que pudiera presentarse durante la perforación del pozo, por lo tanto, al ocurrir un evento, este puede ser de proporciones menores a las que se estiman.

De acuerdo con los resultados y analizando el alcance de radiación térmica para cada uno de los 63 pozos propuestos para perforar, se determinó que no existirían daños a las viviendas y/o edificaciones aledañas construidas con materiales como lamina de zinc, madera y block. Con excepción del pozo CS-33, en cuyos alrededores se localiza una vivienda que podría ser afectada en el caso de ocurrir un brote de pozo. Para este caso, se estudiaría la posibilidad de cambiar la ubicación del pozo y aplicar la perforación direccional con el fin de aprovechar el yacimiento identificado y sin poner el riesgo la población y viviendas cercanas. Asimismo, aun y cuando solo existen instalaciones petroleras dentro del CCP, no se prevén afectaciones directas a los equipos.

Sistema de transporte por ductos.

Para el transporte de hidrocarburos por medio de ductos, se identificaron y analizaron escenarios de riesgo, donde se simuló la fuga de la sustancia a transportar a través de un orificio equivalente al 20% del diámetro nominal de la tubería y la ruptura total de la misma.

Las superficies de afectación se obtuvieron dependiendo del tipo de ducto, condiciones de operación y sustancia a transportar. La ruptura total de la tubería produjo las mayores consecuencias y por ende las mayores áreas de afectación, mismas que se describen en seguida.

Por la *línea de flujo* y *oleogasoducto* se maneja material en estado líquido mezclado con gas, predominando el líquido sobre el gas, esto le confiere a la mezcla características de fluido inflamable con baja presión de vapor. Por lo tanto, al ocurrir una liberación, se produciría un derrame y se formaría un charco de líquido, mismo que podría incendiarse al encontrar una fuente de ignición. En este caso las áreas de afectación corresponden a radiación térmica generada por el incendio de charco.

De ocurrir el evento en una *línea de flujo* se tendría la zona de alto riesgo sobre un radio de 98.60 m, mientras que la zona de salvaguarda se encontraría a una distancia de 183.35 m. No se presenta evento de explosión, ya que la cantidad liberada de gas no generaría una nube de vapor de suficiente tamaño al no encontrarse confinada.

Si la ruptura de tubería ocurre en un *oleogasoducto*, se esperaría que el incendio de charco produzca radiaciones que afectarían en la zona de alto riesgo a un radio de 222.64 m, mientras que la zona de salvaguarda se localizaría a 412.33 m.

La liberación masiva y descontrolada del fluido provocaría un afecto de sobrepresión, ya que la gran cantidad de gas expulsado se acumularía de forma rápida formando una nube explosiva. Las afectaciones en la zona de alto riesgo se encontrarían en un radio de 248.05 m, mientras que la zona de amortiguamiento se ubicaría a 421.64 m. Cabe mencionar que la formación o no formación de la nube explosiva dependerá de las condiciones climáticas que imperen en el entorno.

En el *oleoducto* se transporta el material en estado líquido, por lo tanto, en las condiciones en las que se maneja el fluido se puede producir un derrame y formar un gran charco de líquido. Al considerar que el líquido derramado se incendia las áreas de afectación corresponden a las generadas por la radiación de calor del charco de fuego. De acuerdo con los niveles de radiación térmica, la zona de alto riesgo se encontraría dentro de un radio de 354.13 m, mientras que la zona de salvaguarda se localizaría a 655.34 m.

En el caso del *gasoducto* y las *líneas de bombeo neumático*, la sustancia a transportar consiste en gas natural (metano). Los eventos de riesgo se pueden presentar por una fuga del gas que es transportado por el ducto y puede tener diversas causas, ya sea que el gas forme una nube entre los límites superior e inferior de explosividad y que encuentre calor suficiente para provocar un incendio o una remota explosión, dada la posibilidad de confinar el material combustible.

La liberación no controlada de gas en el *gasoducto* puede generar un dardo de fuego (jet fire), cuyas radiaciones afectarían a las personas que se localicen dentro de la zona de alto riesgo en un radio de 39.92 m, asimismo, la zona de salvaguarda se localizaría a 88.80 m del evento.

Al combinarse las condiciones atmosféricas y considerando la liberación masiva de gas, puede dar lugar a un evento de sobrepresión, donde la zona de alto riesgo se encontraría a una distancia de 425.64 m y la zona de amortiguamiento se ubicaría a 723.51 m.

La ruptura de la *línea de bombeo neumático* generaría afectaciones por radiación térmica a quien se encuentre en la zona de alto riesgo a una distancia de 37.30 m del evento, mientras que radiaciones menores se presentarían a partir de 69.09 m en la zona de amortiguamiento. De presentarse las condiciones climatológicas se podrían generar ondas de sobrepresión que dependiendo de la intensidad de estas provocarían daños al entorno. La zona de alto riesgo para un evento de sobrepresión se encontraría dentro de un radio de 342.96 m, mientras que la zona de salvaguarda se localizaría a una distancia de 582.98 metros

De manera general para todos los tipos de ductos, la probabilidad de que se pueda presentar una ruptura total de la tubería es baja, ya que solo puede propiciarse por un golpe lo suficientemente fuerte para causar la ruptura total, y esto solo se podría suscitar en algún incidente con maquinaria o equipo pesado.

Asimismo, todos los ductos que se contemplan desarrollar evitaran la cercanía con centros poblacionales y viviendas, obedeciendo las distancias establecidas en el análisis de consecuencias.

No se presentarían afectaciones por toxicidad debido a que los fluidos liberados no contienen ácido sulfhídrico (H_2S) que es el principal compuesto tóxico en los hidrocarburos.

Aun y cuando existirán una gran cantidad de líneas con diferente trayectoria, en la zona de alto riesgo para el peor escenario, no se localizan instalaciones que se dediquen a actividades industriales diferentes a la petrolera, además, el trayecto de las tuberías se localizará en zonas rurales con un uso de suelo dedicado a las actividades de agricultura y ganadería. Asimismo, la vegetación original en algunas partes ya ha sido modificada por las actividades antropogénicas.

Durante el desarrollo de las obras, se buscará evitar la posible afectación hacia la población en general aun y cuando cada ducto tenga un trazo diferente, es por eso, que en la trayectoria de los ductos se evitará el cruce por las localidades ubicadas dentro del campo, de igual forma se respetarán las distancias de la zona considerada de alto riesgo en cada uno de los tipos de ductos a construir.

Batería de separación.

Con respecto a la Batería de Separación Acalapa y Cuichapa 2, se analizaron de manera conjunta, ya que ambas instalaciones comparten el mismo principio de operación y diseño.

La función principal de las baterías es recibir los hidrocarburos provenientes de los pozos, efectuar la separación de estos fluidos, medirlos, almacenarlos y enviarlos a las instalaciones de proceso como plantas deshidratadoras, refinerías, etc. La instalación recibirá la producción de los pozos a través de líneas de flujo o líneas de descarga, oleogasoductos o en su caso mediante la descarga de autotanques.

Derivado de aplicación de la metodología de identificación de riesgos HAZOP, se identificaron y analizaron los escenarios que por su magnitud y frecuencia representan un mayor riesgo, tomando en cuenta las condiciones operativas críticas del proceso, flujo, almacenamiento, propiedades de las sustancias químicas manejadas y presencia de equipos críticos.

Las áreas de afectación de los escenarios identificados se obtuvieron por modelaciones matemáticas, donde se consideraron las condiciones más favorables para la ocurrencia de un evento no deseado. Los escenarios simulados fueron los siguientes.

Una fuga de mezcla de hidrocarburo en el cabezal de grupo de mezcla podría dar lugar a un incendio de charco si el producto derramado encuentra una fuente de ignición. La radiación térmica afectaría al personal que se encuentre en la zona de alto riesgo a una distancia de 41.47 m, mientras que la zona de amortiguamiento se localizará a 77.65 metros.

La fuga en el separador vertical provocaría el derrame de la mezcla de hidrocarburo contenido, el cual de encontrar una fuente de ignición podría provocar un incendio, cuyas radiaciones térmicas afectarían al personal localizado a 26.11 m, mientras que la zona segura se localizaría a 49.16 m.

En el caso de presentarse una fuga y derrame en el tanque de almacenamiento de 10,000 barriles, el fluido liberado quedaría concentrado en el dique de contención, este fluido, si llegase a encontrar una fuente de ignición, generaría un incendio de charco, mismo que provocaría radiaciones con afectación hacia las personas hasta una distancia de 105 m. La zona de salvaguarda se encontraría a 196.21 m del evento.

Otro evento simulado fue la fuga y ruptura del cabezal colector de gas, donde los radios de afectación son mayores al presentarse la ruptura de la línea. Las afectaciones para este escenario estarían enfocadas al daño que pudiera generar un dardo de fuego por el efecto de la presión del gas liberado al encontrar una fuente de ignición. La radiación de calor afectaría al personal localizado a un radio de 8.71 m, mientras que la zona de salvaguarda se localizaría a 18.87 m.

Por otra parte, de presentarse una fuga en el rectificador de gas, se liberaría el material, mismo que al encontrar una fuente de ignición provocaría un dardo de fuego con radiación de calor que afectaría al personal que se ubique en un radio de 4.66 m, mientras que la zona segura se localizaría a 9.91 m.

No se tendrían daños por efectos de sobrepresión, ya que, la cantidad de gas liberado en los escenarios anteriores no formaría una nube de gas de suficiente tamaño para generar una mezcla explosiva cuando no está confinada.

De acuerdo con el apéndice A "Application of API Recommended Practice 750 for Five Tons of Explosive Vapor" de la norma API RP 750 Management of Process Hazards, estudios realizados demuestran que la probabilidad de una explosión después de la formación de una nube de vapor que contiene 5 toneladas de hidrocarburos es alrededor del 5 %. Por lo que es poco probable la generación del evento para nubes de vapor menores a 5,000 kg en espacios no confinados.

No se presentan afectaciones por toxicidad debido a que los fluidos liberados no contienen ácido sulfhídrico (H_2S) que es el principal compuesto tóxico en el crudo.

El escenario que podría ocasionar las peores consecuencias en la batería de separación corresponde a la fuga de aceite en el tanque de almacenamiento de crudo, ya que, es el único escenario donde la zona de alto riesgo abarcaría superficie fuera de la instalación. Sin embargo, en ninguna de las dos baterías se esperan afectaciones directas hacia las viviendas, debido a que las radiaciones no serían suficientes para causar un daño a la estructura.

De igual forma, al ocurrir un evento de incendio en cualquiera de las dos baterías, se afectaría la superficie de la instalación, ya que las radiaciones más intensas se encontrarían dentro de los límites de esta, y considerando la barda perimetral, no se esperarían afectaciones a la vegetación aledaña compuesta de pastizal y vegetación secundaria.

Sistema de compresión de gas

El Sistema de compresión de Gas, se ubicará dentro de la superficie actual de la Batería de Separación Cuichapa 2 donde recibirá el gas que ha sido previamente separado del crudo y rectificado con origen en la Batería de Separación Cuichapa 2, Batería Acalapa, así como el de los Campos Lacamango y Moloacán.

De acuerdo con la metodología de identificación de riesgos HAZOP, utilizada para el sistema de compresión se identificaron los escenarios que representan un mayor riesgo. Asimismo, las áreas de afectación se obtuvieron por la modelación de los escenarios seleccionados.

Al presentarse una fuga de gas en el separador de gas de succión, se tendría una liberación continua del gas, mismo que al encontrar una fuente de ignición, se formaría un dardo de fuego, cuyas radiaciones de calor afectarían al personal localizado en un radio de 3.88 m, mientras que a los 8.22 metros se encontraría la zona considerada de amortiguamiento.

La fuga de gas en el cabezal de descarga provocaría un evento conocido como dardo de fuego, si el gas liberado encontrase una fuente de ignición. Las radiaciones de calor emitidas afectarían al personal localizado en un radio de 23.21 m, mientras que la salvaguarda se localizaría a una distancia de 42.97 m.

La ruptura del cabezal de succión segunda sección sería el escenario que podría provocar las mayores afectaciones. La liberación no controlada del gas generaría un dardo de fuego al encontrar una fuente de ignición. Los efectos por radiación dañarían al personal que se encuentre en la zona de alto riesgo a los 23.62 m, sin embargo, no se tendrían afectaciones en la zona de amortiguamiento a los 54.72 m.

Con la liberación continua y no controlada de gas puede darse las condiciones para formarse una nube, la cual en un tiempo de mezclado con el oxígeno del aire llegaría a la concentración para formar una mezcla explosiva. De presentarse un evento de sobrepresión, los radios de afectación para la zona de alto riesgo se ubicarían en 212.16 m, mientras que la zona segura se localizaría a los 360.64 m.

Una fuga de gas en el cabezal de succión segunda sección podría provocar un dardo de fuego, cuya radiación térmica afectaría al personal localizado en un radio de 3.54 m, mientras que la zona segura se localizaría a los 7,72 m.

Por otra parte, la fuga de gas en el cabezal de succión primer sección, provocaría un dardo fuego con radiaciones de calor que afectarían al personal localizado a 2,71 m, y sin afectaciones a las personas a partir de los 5.87 m.

De los escenarios simulados solo la ruptura del cabezal de succión 2da. sección, podría tener efectos fuera de los límites de la instalación por evento de sobrepresión, donde se afectaría a las construcciones o viviendas localizadas en un radio de 212.16 metros. Dentro de este radio se localiza una vivienda y tres corrales, mismos que sufrirían una demolición parcial. Sin embargo, para que este evento de sobrepresión se lleve a cabo, tendrían que combinarse varios factores, tanto de operación como de condiciones atmosféricas, lo que hace que este evento tenga muy poca probabilidad de ocurrir, debido a las medidas de seguridad y operacionales que se implementaran en la instalación.

Conforme a lo anterior, el proyecto resulta operativamente seguro siempre y cuando se construya con el menor error humano posible, se opere bajo las condiciones con las que fue diseñado, se identifiquen en forma oportuna las desviaciones que puedan conducir a situaciones de riesgo y se mantenga, además, una adecuada vigilancia del derecho de vía o franja de seguridad y las instalaciones que conforman el proyecto.

IV.3 PRESENTAR EL INFORME TÉCNICO DEBIDAMENTE LLENADO.

Sustancias involucradas.

Sustancias involucradas								
Nombre químico de la sustancia IUPAC*	No. CAS**	Densidad g/cm³	Flujo l/seg	Longitud de la tubería km	Diámetro de la tubería cm	Presión de operación kg/cm²	Espesor mm	Descripción de la Trayectoria
Petróleo	8002-05-9	0.8886	Variable ¹	Variable ¹	Variable ¹	Variable ¹	-	Variable ¹
Gas natural	74-82-8	0.61 ¹	Variable ¹	Variable ¹	Variable ¹	Variable ¹	-	Variable ¹

* De acuerdo con los lineamientos descritos por la Unión Internacional de Química Pura y Aplicada (IUPAC, *International Union Pure Applied Chemistry*).

** De acuerdo con el *Chemical Abstract Service* (CAS).

***Densidad relativa a 15.5°C.

¹ Depende del equipo, línea de proceso o ducto.

Antecedentes de accidentes e incidentes.

Antecedentes de accidentes e incidentes						
Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
19-nov-84	Terminal de almacenamiento de San Juan de Ixhuatepec.	Gases licuados de petróleo, principalmente propano y butano.	Explosiones e incendios en Terminal de Almacenamiento.	No se tiene información	Evento que ha presentado la mayor cantidad de decesos y heridos. Destrucción casi total de la instalación.	No se tiene información
18-sep-12	Centro Receptor de Gas, Km 19, Carretera Reynosa-Monterrey en Reynosa, Tamaulipas.	Gas	Explosión de ducto en Centro de Receptor de Gas.	Ruptura de un ducto que conducía gas.	30 trabajadores fallecidos y daños en las instalaciones.	No se tiene información
01-oct-13	Refinería Miguel Hidalgo en Tula de Allende.	Sin información	Explosión en la planta Hidros 1 de la Refinería Miguel Hidalgo en Tula de Allende.	Sin información	Por la explosión resultó una persona muerta y 5 heridas.	Sin información
27-oct-13	Nacajuca, Tabasco	Gas	Fuga de gas en el pozo Terra 123 en Nacajuca Tabasco. La fuga provocó incendio de maleza circundante originando el incendio del equipo de perforación.	El siniestro se debió a una fuga ubicada en el pozo a cinco mil 100 metros de profundidad, la cual se manifiesta en el árbol de válvulas y el cuerpo del cabezal.	Daños materiales	Inyección de fluido de control por la tubería de producción. Desvío de gas a la presa de quema y a la batería de separación Son con el fin aligerar la presión en el punto de fuga.
05-may-14	Refinería Francisco I. Madero, Cd. Madero Tamaulipas.	Aceite	Incendio en la planta coquizadora de la Refinería Madero por fuga en línea de succión de la bomba de aceite esponja P31-029, con daños al equipo y cableado, dejando fuera de operación la planta.	Fuga en línea de succión de la bomba de aceite esponja P31-029.	Daños al equipo y cableado, dejando fuera de operación la planta.	Se aplicó el Plan Interno de Respuesta a Emergencias de la Refinería Madero.
09-jun-14	Plataforma Blake Rig.	Aceite	Incendio en plataforma Blake Rig en sistema de enfriamiento por calentamiento y fuga de aceite.	Calentamiento y fuga de aceite en sistema de enfriamiento.	Incendio del cuarto de máquinas de la plataforma de producción.	Desalojo emergente de los obreros para ponerlos a salvo y activó su plan de contingencias contra incendios.
23-jul-14	Refinería Francisco I. Madero, Cd. Madero Tamaulipas.	Gasolina	Incendio en el tanque de almacenamiento de gasolina MJN-T510, de la refinería "Francisco I. Madero".	Sin información	2 trabajadores con quemaduras leves, 21 trabajadores con deshidratación por agotamiento físico al haber participado en las tareas de emergencia.	Se aplicó el Plan Interno de Respuesta a Emergencias de la Refinería Madero.
08-ago-14	Refinería Francisco I. Madero, Cd. Madero Tamaulipas.	Gas	Flamazo en la zona de tambores de la planta coquizadora de la refinería "Francisco I. Madero".	Acumulación de gas en uno de los tanques de la planta coquizadora.	4 trabajadores muertos, 8 heridos.	Sin información
01-abr-15	Sonda de Campeche	Gas, crudo	Incendio en plataforma Abkatun A-Permanente ubicada en la sonda de Campeche.	Fuga de gas por corrosión en líneas de gas combustible, por ácido sulfhídrico y presencia de microorganismos.	4 trabajadores muertos, 16 lesionados.	Se aplicó el Plan de Respuesta a Emergencias de Pemex y se procedió al desalojo de 300 trabajadores.
14-abr-15	Planta de Petroquímica básica de Ciudad Pemex.	Gas	Incendio en torre de enfriamiento CT-405 de planta Criogénica 1 - CPG Ciudad Pemex, por presencia de hidrocarburos en fase gas por ruptura de tubos internos de intercambiador.	Ruptura de tubos internos de un intercambiador de calor, presencia de hidrocarburos en fase gas.	Sin lesionados	Se activaron de manera oportuna los protocolos internos de seguridad en el complejo de gas de Ciudad Pemex, Tabasco.

Antecedentes de accidentes e incidentes

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
03-may-15	Refinería Lázaro Cárdenas en Minatitlán, Veracruz.	Gasolina primaria	Incendio en línea de recirculación de gasolinas primarias de la U-400 a los tanques TV-210, TV-310.	Sin información	No se reportaron lesionados ni afectación a las plantas de proceso.	Fue activado de Plan de Emergencia y las brigadas contra incendio procedieron a sofocar el incendio.
05-may-15	Sonda de Campeche	Ninguna	Semi hundimiento de la plataforma auto elevable de mantenimiento a pozos Troll Solution.	Pérdida de estabilidad de una de las tres piernas de la plataforma al realizar las maniobras de posicionamiento, por lo que empezó a hundirse.	2 trabajadores muertos y 18 lesionados.	Aplicación del Plan Interno de Respuesta a Emergencias. Se desalojaron 101 trabajadores de la Plataforma.
08-jun-15	Veracruz	Aceite	Incendio en tanque TV-3407 (servicio aceite recuperado).	Durante preparativos para entrega recepción al área de mantenimiento.	Sin información	Sin información
22-jun-15	Sonda de Campeche	Gas y aceite	Fuga de aceite y gas en la plataforma satélite Akal-H en la sonda de Campeche.	Sin información	Sin lesionados	La plataforma es una instalación deshabitada que opera de manera automática, por lo que los tres trabajadores que realizaban inspección de rutina fueron desalojados.
11-ago-15	Municipio de García, Nuevo León.	Gas	Incendio en el gasoducto Escobedo-Santa Catarina en el municipio de García, Nuevo León.	El accidente fue ocasionado por el golpe de maquinaria de una empresa particular en una obra ajena a Pemex.	5 personas muertas	Se activó el plan de respuesta a emergencias para el cierre de válvulas de seccionamiento y cortar el flujo del gas.
03-sep-15	Refinería Lázaro Cárdenas en Minatitlán, Veracruz.	Hidrogeno	Incendio por fuga de hidrógeno en salida de intercambiadores hacia reactor de la planta BTX.	El siniestro fue localizado en una brida de salida, en el intercambiador de un reactor de la citada planta.	No hubo lesionados y que las plantas de la refinería operan con normalidad	Activó su plan interno de emergencia, con el cual intervinieron brigadas contra incendio que consiguieron colocar a la planta "en posición segura".
21-sep-15	Calentador BA-701 de la U-700-1 (diesel) en el sector No. 1 de la refinería "Miguel Hidalgo".	Diesel	Incendio en la Refinería "Miguel Hidalgo" de Tula.	Se presentó una fuga	Derivado de este incidente, se reporta una trabajadora lesionada, quien está siendo atendida en el hospital General de Pemex en Tula.	De inmediato se activó el plan interno de respuesta a emergencias para aislar el incendio y dejar la planta en posición segura.
03-oct-15	Planta Combinada No. 2 de la refinería de Cadereyta.	Ninguna	Lamenta Pemex fallecimiento de un trabajador de empresa contratista.	Se realizaban trabajos de armado de una grúa a un costado de la planta Combinada No. 2 de la refinería de Cadereyta, una sección de la pluma golpeó al trabajador.	Fallecimiento de un trabajador	Se le proporcionó el apoyo médico al trabajador en el lugar y se trasladó al Hospital de Pemex en Cadereyta para su atención, donde lamentablemente falleció.
06-oct-15	Dique –barda de contención de los tanques de almacenamiento TV-101 y TV-102, localizado en el lado sureste de la refinería "Ing. Héctor R. Lara Sosa", Cadereyta Jiménez, N.L.	Residuos de Combustóleo	Incendio en dique de tanques de almacenamiento de la refinería de Cadereyta.	No se tiene información	No se registraron lesionados, ni hay afectaciones a las plantas.	El Plan de Emergencias Interno funcionó adecuadamente y las brigadas contra incendio de la instalación procedieron a enfriar el área una vez controlado el incendio.

Antecedentes de accidentes e incidentes

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
14-oct-15	Almacén de la planta de Pro Agronitrogenados,	No se tiene información	Brigadas contraincendio de Pemex sofocan siniestro en planta de Agro Nitrogenados.	Trabajadores de una contratista realizaban trabajos de esmerilado en las estructuras metálicas del almacén dos de urea cuando unas chispas alcanzaron un área de láminas acrílicas.	No se registraron lesionados. La intervención oportuna de las brigadas de atención a emergencias, coordinados por el CLAM, permitió delimitar el alcance de la contingencia.	Se activó la alerta a través del Comité Local de Ayuda Mutua y acudieron al auxilio brigadas contraincendio de la Terminal Logística Pajaritos, de la Terminal de almacenamiento y reparto y del Complejo Petroquímico Morelos de Pemex.
31-oct-15	Planta hidrodesulfuradora de gasóleos, en el interior de la Refinería Lázaro Cárdenas en Minatitlán, Veracruz.	No se tiene información	Fallecimiento de dos trabajadores de la compañía Rinisa.	Ambos trabajadores realizaban labores de ajuste y mantenimiento, pre arranque de la citada planta de proceso, cuando por causas aún no determinadas sufrieron una caída en el área del reactor de dicha instalación.	Al momento de recibir las primeras atenciones en sitio, perdieron la vida los trabajadores de la compañía RINISA Francisco Romero Hernández, operario de segunda y Adrián Santiago, técnico especialista.	Inmediato fueron auxiliados por la brigada de rescate del sector 10 de la refinería.
10-nov-15	Ubicado a unos 800 metros de la autopista La Tinaja-Cosamaloapan.	Emisión de gas	Emisión de gas en el Pozo Arquimia 68 en Cosamaloapan.	No se tiene información	No hay afectación a terceros	De inmediato se procedió a cerrar y despresionar la línea de descarga del pozo para reparar el poro por el que fluía el producto.
12-nov-15	Cambiador de calor 55-C6 de la Planta Catalítica CC de la refinería de Salamanca	No se tiene información	Fallecimiento de un trabajador de empresa contratista	Cuando se realizaban trabajos en el cambiador de calor 55-C6 de la Planta Catalítica CC de la refinería de Salamanca, el trabajador sufrió una caída.	Fallecimiento de un trabajador	De inmediato, se le proporcionó atención médica en el sitio y fue trasladado al Hospital Regional de Pemex, donde lamentablemente llegó sin signos vitales.
24-nov-15	Planta de alquiler refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime, en Salina Cruz, Oaxaca.	Sin información	Incendio en la Torre DA-304, de la planta de alquiler de la refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime de Salina Cruz.	Sin información	8 lesionados	Se desalojó al personal de las áreas administrativas y de las plantas aledañas, procediendo a poner los equipos en posición segura.
10-dic-15	Planta catalítica II de la refinería de Minatitlán.	No se tiene información	Conato de incendio en refinería de Minatitlán.	La planta se encontraba fuera de operación por mantenimiento. Un grupo de trabajadores ajustaba una brida con la colocación de junta en una línea de 54", cuando se registró un punto de fricción.	Cuatro trabajadores resultaron con quemaduras y uno más lesionado por caída al momento de activarse el Plan de Emergencia Interno.	Se activó el plan interno de respuesta a emergencia y se desplegó la brigada contraincendio a fin de neutralizar un conato de incendio en tanto se prestaba atención de primeros auxilios a los lesionados que fueron trasladados al hospital Regional de Minatitlán.
07-feb-16	Plataforma Abkatun A, Sonda de Campeche.	Gas y Aceite	Explosión e incendio en Plataforma Abkatun A- Compresión, por ruptura de separador. Dos fatalidades de Pemex y una de contratistas.	Ruptura de separador	Dos muertos y nueve lesionados	El incendio quedó controlado y la zona quedó aislada sin que se considerara necesario evacuar al personal.
17-feb-16	Campo Samaria, municipio de Cuenduacán, Tabasco.	Gas y Aceite	Fuga e incendio en área de contra pozo Samaria 864, durante el desarrollo de prueba tecnológica.	Fuga e incendio en área de contra pozo Samaria 864.	3 lesionados	El incendio fue controlado por personal de contra incendio luego de cerrar el pozo y activar el Plan de Atención de Emergencias.

Antecedentes de accidentes e incidentes

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
20-abr-16	Coatzacoalcos, Veracruz.	Sin información	Explosión en la Planta Clorados 3 de la empresa Petroquímica Mexicana de Vinilo (PMV), en Coatzacoalcos, Ver., que opera la empresa Mexichem, en copropiedad con Pemex.	Sin información	32 personas muertas	Se activaron los protocolos de seguridad, por lo que se cerraron los ductos y las válvulas, y se evacuó la planta.
20-jun-16	Refinería Antonio M. Amor de Salamanca, Guanajuato.	Esta sección se encarga de separar el aceite de las parafinas.	Explosión en área de calentador LG-H-301 planta LG Desparafinadora de Aceites.	Explosión en área de calentador	Un trabajador lesionado, con quemaduras superficiales no graves.	Se activaron los procedimientos de seguridad, obreros fueron evacuados de la zona y se puso fuera de operación a la planta.
15-ago-16	Tamaulipas	Gasolina primaria	Incendio en tanque MJA-TV-90 de gasolina primaria, de capacidad nominal 20,000 Bls.	Sin información	Sin información	Sin información
28-ago-16	Hidalgo	Sin información	Incendio durante maniobras de barrido en rack sobre el TV 521 con afectación al tanque.	Sin información	Sin información	Sin información
04-oct-16	Refinería Lázaro Cárdenas en Minatitlán, Veracruz.	Hidrocarburos disueltos	Incendio en torre de enfriamiento CT-2001 de la Planta FCC-2 por presencia de hidrocarburos disueltos.	Incendio en torre de enfriamiento	No hubo reporte oficial sobre personas lesionadas.	Se catalogó la emergencia como un incendio menor, como medida preventiva, el área se encuentra asegurada para garantizar la seguridad de nuestro personal, la población y las instalaciones.
28-dic-16	Nuevo León	Sin información	Incendio en bomba GA-307 de planta Isomerizadora de Pentanos por liberación de producto ligero durante trabajos de mantenimiento.	Sin información	Sin información	Sin información
12-ene-17	Refinería Francisco I. Madero, Cd. Madero Tamaulipas.	ácido sulfhídrico	Emanación de ácido sulfhídrico en la planta U-501 de destilados intermedios de diésel.	Accidente generado durante trabajos de mantenimiento en la planta U-501.	1 persona muerta, 3 intoxicados	Se activaron los protocolos internos de emergencia.
15-mar-17	Salamanca, Guanajuato	combustóleo	Explosión en el área de llenadoras de la Terminal de Almacenamiento y Despacho (TAD) de Salamanca.	La explosión se produjo mientras se realizaban actividades de destape de la línea de combustóleo.	8 personas muertas	El incendio quedó controlado con el apoyo del cuerpo de bomberos de la propia terminal.
09-jun-17	Colonia Loma Bonita del Campo Pemex	Crudo	Fuga causada por acto vandálico, en colonia del Campo Pemex.	Retiro ilícito de piezas metálicas del cabezal en una línea de descarga, registrando fuga de crudo sobre derecho de vía.	En un cuerpo de agua cercano se colocaron cordones contenedores de aceite y se efectuó limpieza de maleza.	Activación del plan de respuesta a emergencias.
11-jun-17	Comunidad Paso de la Mina, primera sección, del municipio de Huimanguillo.	Sin información	Connato de fuego en un tanque de almacenamiento de la Batería de Separación Guaricho.	Connato de fuego provocado por la caída de un rayo	Sin lesionados ni daños mayores a la instalación	Se activó el protocolo de atención de emergencias
13-jun-17	Ejido Flores Magón, Tihuatlán, Veracruz.	Hidrocarburo	Personal especializado de PEMEX controló una toma clandestina en el poliducto Estación de Bombeo Tuxpan-Central de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica.	Toma clandestina en poliducto.	Sin información	Bloqueo del ducto afectado y la eliminación de una válvula y conexión colocados ilícitamente. Denuncia ante Ministerio Público.

Antecedentes de accidentes e incidentes

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
14-jun-17	Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime, en Salina Cruz, Oaxaca.	Hidrocarburo	Incendio en la casa de bombas de la Refinería de Salina Cruz, Oaxaca.	El fuego se originó tras un derrame de crudo cerca de la casa de bombas. El producto alcanzó un punto de ignición desatando un incendio.	1 persona muerta	Se arrancó el procedimiento de paro seguro de operaciones.
17-jun-17	Cd. Obregón, en Loma de Bácum, Sonora.	Sin información	Incendio ocasionado por toma clandestina.	Fue provocado por una toma clandestina en el poliducto Guaymas.	Sin información	Se implementó el plan interno de respuesta a emergencias y se suspendió temporalmente el tramo afectado para eliminar los artefactos colocados ilícitamente y proceder con la reparación del ducto. Denuncia ante Ministerio Público.
23-jun-17	Comunidad de Divisadero de Zapata en Jilotepec, Estado de México.	Gas LP	Fuga de gas LP en Jilotepec.	Provocado por una toma clandestina en el LPG ducto Santana-Palmillas.	Sin información	Se activó en Plan Interno de Respuesta a Emergencias y se procedió al retiro de los implementos colocados ilícitamente y la reparación del ducto afectado. Denuncia ante Ministerio Público.
24-jun-17	A la altura del ejido Benito Juárez, poblado C-34 en Huimanguillo, Tabasco.	Sin información	Connato de incendio en Huimanguillo.	Provocado por una toma clandestina en un ducto.	Sin información	Se suspendió la operación del ducto, y se mantuvo equipo contraincendio, denuncia.
26-jun-17	Refinería Salina Cruz, Oaxaca.	Hidrocarburo	Presencia de hidrocarburo en un área de la Refinería (lado sur).	A consecuencia de fuertes lluvias del día 25-junio-2017.	Sin información	Trabajos de limpieza y saneamiento del área con presencia de hidrocarburo.
04-jul-17	A la altura de la comunidad Cuesta Blanca en Palmar de Bravo, Puebla.	Combustible	Incendio en el poliducto Minatitlán-México.	Provocado por una toma clandestina.	4 vehículos de carga (quemados)	Se activó el plan interno de emergencias y se suspendió de manera temporal el tramo del poliducto afectado. Se efectuaron labores para sofocar el fuego y se procedió a la reparación. Denuncia ante Ministerio Público.
05-jul-17	En la comunicad El Carrizo, San Juan del Río, Querétaro.	Sin información	Fuga en poliducto Tula-Salamanca.	Provocada por toma clandestina en el poliducto.	Sin información	Se activó el Plan de Respuesta a Emergencias y se suspendió temporalmente la operación del tramo del poliducto afectado, eliminándose el artefacto colocado ilícitamente y a la limpieza del área. Denuncia ante Ministerio Público.

Antecedentes de accidentes e incidentes

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
08-jul-2017	A la altura de la comunidad Miravalle, Tlahuelilpan, Hidalgo.	Sin información	Incendio en el poliducto Poza Rica – Cima de togo- Tula.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto.	Sin información	Se activó el plan interno de emergencias, se realizaron labores para sofocar el fuego y reparación del poliducto.
09-jul-2017	A la altura de la comunidad Simón Sarlat, Centla, Tabasco.	Gas	Fuga de gas en el pozo Caparrozco 192.	Provocada por un acto vandálico en el pozo.	Sin información	La fuga fue controlada mediante el cambio de la válvula del pozo que se había abierta de forma deliberada.
11-jul-2017	Terreno aledaño a la planta deshidratadora El Plan, Las Choapas, Veracruz.	Hidrocarburo	Derrame de hidrocarburo de una línea que se encontraba fuera de operación.	Afectación por actos vandálicos en una línea fuera de operación; además, debido a las fuertes lluvias, sumadas a un segundo acto vandálico con el robo de dos barreras de contención se originó nuevamente el derrame de hidrocarburo.	Cuerpo de agua	Trabajos de contención y limpieza, además se procedió a colocar barreras y cordones oleofílicos sobre el cuerpo de agua, así como trabajos de extracción del producto en la zona afectada. Denuncia ante las autoridades de la (CONAGUA y el Ministerio Público Federal.
12-jul-2017	San Juan del Rio Querétaro.	Hidrocarburo	Fuga de hidrocarburo en un ducto.	Ocasionada por una toma clandestina.	Sin información	Se activó el Plan de Respuesta Inmediata se suspendió el tramo del ducto afectado. Protección civil evacuó cinco colonias.
17-jul-2017	San Juan del Rio Querétaro.	Combustible	Fuga de combustible por acto vandálico en un ducto.	Ocasionada por una toma clandestina en las cercanías del poblado de Santa Matilde en el Municipio de San Juan del Rio, Querétaro.	Sin información	Se activó el Plan de Respuesta Inmediata suspendiendo temporalmente el tramo del ducto afectado.
18-jul-2017	Refinería "Francisco I. Madero".	Gas licuado de petróleo	Escape de gas LP en Catalítica 1 de la Refinería Madero.	Durante un muestreo que se realizaba en una válvula automática en la planta Catalítica 1, de la Refinería.	No se registraron lesionados ni hubo afectaciones a las instalaciones.	Se controló el incidente en cuestión de minutos.
21-jul-2017	A la altura de la comunidad Lázaro Cárdenas Primera Sección, Comalcalco, Tabasco.	Hidrocarburo	Derrame de hidrocarburo en el ducto Santuario-El Golpe.	Provocado por un acto vandálico en el ducto.	Sin información	Se atendió y se presentó la denuncia correspondiente para deslindar responsabilidades.
21-jul-2017	En las inmediaciones del poblado Paxtepex, Santiago Tulantepec, Hidalgo.	Sin información	Incendio por toma clandestina en el poliducto Tuxpan-Tula.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto.	Sin reporte de personas lesionadas.	Se activó el plan interno de emergencias, se suspendió el bombeo de tramo del ducto afectado y se realizó su reparación.
29-jul-2017	Localizado en la colonia J. Mario Rosado, Las Chopas, Veracruz.	Crudo	Fuga de crudo en el pozo El Plan 33.	Provocada por acto vandálico.	Sin información	Se procedió a la reparación del ducto afectado, y se realizaron las tareas de saneamiento y limpieza. Se presentó la denuncia ante las autoridades correspondientes.

Antecedentes de accidentes e incidentes

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
01-ago-17	Ubicado en la laguna EL Limón, del ejido de San Miguel, en el municipio de Reforma.	Sin información	Flamazo	Durante los trabajos de reparación por la pérdida de contención de un ducto de nafta ligera.	Atención médica a 2 trabajadores con lesiones ligeras y 8 presentaron crisis nerviosa.	Se brindó atención médica a 2 trabajadores que resultaron con lesiones ligeras. Asimismo, se atendió a 8 trabajadores que presentaron crisis nerviosa a consecuencia del incidente. Se controló la flama.
02-ago-2017	En las inmediaciones de la represa del ejido Maclovio Herrera, Altamira, Tamaulipas.	Combustible	Fuga de combustible.	Provocada por acto vandálico en el mes de mayo del mismo año.	Sin información	Control y saneamiento, se realizó tareas de limpieza de recolección del producto que se encontraba en el lugar, a causa de otra toma clandestina, construcción de 6 cárcamos, utilización de 2 unidades de vacío, la colocación de cordones oleofílicos para la contención de hidrocarburo.
07-ago-2017	Cerca del poblado de la Tinaja, Salamanca, Guanajuato.	Hidrocarburo	Derrame de hidrocarburo.	Provocado por un acto vandálico.	Sin información	Trabajos de recolección y limpieza del área afectada, así como la reparación del ducto, y se presentó la denuncia correspondiente.
11-ago-17	Salvador Alvarado, Sinaloa.	Sin información	Incendio por toma clandestina en Sinaloa.	Ocasionado por una toma clandestina en el poliducto Topolobampo-Guamúchil-Culiacán.	Sin información	Al activarse el plan interno de respuesta a emergencias, se suspendió el tramo del poliducto afectado y se realizó la reparación del ducto y la limpieza del área afectada.
14-ago-17	Inmediaciones del poblado de Palo Blanco, Salamanca Guanajuato.	Hidrocarburo	Fuga de hidrocarburo en Poliducto Salamanca-Morelia.	Provocada por un acto vandálico en el poliducto.	Sin información	Personal especializado de PEMEX suspendió la operación del ducto en el tramo afectado y trabajó en la contención de la fuga, así como en la recuperación del producto, para posteriormente proceder a las labores de limpieza y saneamiento.
16-ago-17	Ubicado en las inmediaciones del municipio de Cuauhtepic de Hinojosa, Hidalgo.	Gasolina	Fuga de gasolina en el poliducto Tuxpan-Poza Rica-Tula.	Provocada por una toma clandestina en el municipio de Cuauhtepic.	Sin información	Pemex activó los protocolos para la atención de emergencias, quedando controlada la fuga. Con equipos especializados de Pemex y una Unidad de Presión-Vacío, se logró recuperar aproximadamente 7500 litros del combustible derramado.
18-ago-17	Ubicado a la altura de la comunidad Amatitlán, Jalpa de Méndez, Tabasco.	Aceite	Fuga de aceite en el pozo Girasol 1.	Provocada por un acto vandálico en el pozo Girasol 1.	Sin información	Personal especializado realizó las labores técnicas necesarias para posteriormente iniciar los trabajos de recuperación de producto y limpieza.

Antecedentes de accidentes e incidentes

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
11-ago-17	Salvador Alvarado, Sinaloa.	Sin información	Incendio por toma clandestina en Sinaloa.	Ocasionado por una toma clandestina en el poliducto Topolobampo-Guamúchil-Culiacán.	Sin información	Al activarse el plan interno de respuesta a emergencias, se suspendió el tramo del poliducto afectado y se realizó la reparación del ducto y la limpieza del área afectada.
19-ago-17	Ixtaczoquitlán, Veracruz.	Sin información	Incendio en el poliducto Minatitlán-México.	Causado por una toma clandestina en el poliducto.	Sin información	Pemex activó inmediatamente el plan interno de emergencias para garantizar la seguridad en la población. De inmediato se suspendió la presión en el tramo del ducto afectado.
24-ago-17	Colonia Ocotepéc; Cuernavaca, Morelos.	Gasolina	Derrame de gasolina en poliducto de Cuernavaca.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto Añil-Cuernavaca.	Sin información	se activó el plan de respuesta a emergencias y se suspendió el bombeo en el tramo del ducto afectado y procedió a la evacuación de personas de las inmediaciones del predio afectado. Denuncia ante Ministerio Público.
29-ago-17	Planta Catalítica 1 de la Refinería Madero, Cd. Madero, Tamaulipas.	Sosa gastada	Incidente en la Planta Catalítica 1 de la Refinería Madero.	Durante la realización de los trabajos de mantenimiento en la planta Catalítica 1, se presentó una sobrepresión en la línea ciega de desfogue de sosa gastada.	Dos trabajadores lesionados, quienes presentaron lesiones menores.	Personal especializado de la refinería controló el incidente de manera inmediata.
07-sep-17	Inmediaciones del ejido Santa Ana Ahuehuepan, Hidalgo.	Hidrocarburo	Derrame de diésel en el poliducto Tula-Salamanca.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto Tula-Salamanca.	Sin reporte de personas afectadas.	PEMEX activó inmediatamente el plan interno de atención a emergencias y como medida de seguridad se bloqueó el bombeo de producto en el ducto afectado a fin de controlar la situación y posteriormente realizar su reparación. El personal se trasladará con equipo especializado para la recuperación del hidrocarburo derramado y limpieza del terreno.
10-sep-17	Zona de carga de la Terminal Marítima de PEMEX, Salina Cruz, Oaxaca.	Crudo	Fuga en la línea de la Boya Número 3.	Debido a las constantes réplicas después del temblor de 8.2 grados Richter, se suscitó una pequeña fuga en la línea que suministra de crudo a la Boya número 3 en la zona de carga de la Terminal Marítima de Pemex. Las altas vibraciones provocaron que un espárrago que embridaba la línea se degollara, lo que generó un pequeño goteo de crudo.	Sin información	Personal especializado se encuentra realizando trabajos de contención y saneamiento; como también, se llevan a cabo trabajos de encapsulado de la brida dañada para reparar dicha fuga.

Antecedentes de accidentes e incidentes

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
11-sep-17	Ejido Flores Magón, Tihuatlán, Veracruz.	Hidrocarburo	Emanación de hidrocarburo en el poliducto Barra Norte, Tuxpan-Poza Rica.	Toma clandestina en el poliducto, se detectó emanación de hidrocarburo de la válvula colocada ilícitamente en el ducto.	Sin información	Se llevaron a cabo las acciones de contención necesarias y garantizadas, las condiciones de seguridad, se efectuó la eliminación de la toma clandestina. Denuncia ante Ministerio Público.
20/09/2017	En el canal Los Ramírez; Salamanca, Guanajuato.	Hidrocarburo	Fuga en oleoducto Tepatitlán-Salamanca.	Provocado por una toma clandestina en el oleoducto.	Sin información	Personal técnico, con el apoyo de equipos especializados, realizaron los trabajos correspondientes de acuerdo con lo establecido en el protocolo interno de Medidas de Urgente Aplicación (MUA), colocando barreras contenedoras en puntos estratégicos sobre el cuerpo de agua para evitar la dispersión del producto, y proceder posteriormente a la limpieza del sitio. Denuncia ante el Ministerio Público.
21-sep-17	Terreno ubicado en el municipio de León Guanajuato.	Sin información	Incendio en poliducto Salamanca-León.	Provocado por toma clandestina en el poliducto.	Sin información	Se activó en Plan Interno de Respuesta a Emergencias y se procedió a suspender temporalmente la operación del ducto. Personal técnico y de contraincendios realizó las maniobras para controlar el incendio.
22-sep-17	Ducto ubicado en la Boya 3, Salina Cruz, Oaxaca.	Hidrocarburo	Nueva fuga en la línea de la Boya 3.	Afectado por las constantes réplicas del sismo del 7 de septiembre en la entidad.	Sin información	PEMEX con apoyo de la Secretaría de Marina, realizaron trabajos de limpieza y contención en el ducto ubicado en la Boya 3, personal especializado realizó las acciones necesarias para reparar el ducto afectado por causas naturales.
27-sep-17	Zona despoblada del kilómetro 168+800 del poliducto Minatitlán-Salina Cruz del municipio de El Barrio de la Soledad, Oaxaca.	Hidrocarburo	Derrame de hidrocarburo en poliducto Minatitlán-Salina Cruz.	Provocada por una toma clandestina en el poliducto.	Sin información	Se activó el plan interno de atención a emergencias y se bloqueó el bombeo de producto en el ducto afectado a fin de controlar la situación y proceder a su reparación. Personal de la empresa se traslada con equipo especializado para la recuperación del hidrocarburo y limpieza del terreno. Denuncia ante Ministerio público.
10-oct-17	Ducto de la Boya 3 de la terminal de Servicios portuarios en las costas del puerto de Santa Cruz, Oax.	Hidrocarburo	Derrame en ducto de la Boya 3.	Provocado por un acto vandálico.	Sin información	Personal especializado de PEMEX realiza la contención y recuperación del producto. Denuncia correspondiente para deslindar responsabilidades.

Antecedentes de accidentes e incidentes

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
11-oct-17	Aquiles Serdán, Chihuahua.	Hidrocarburo	Fuga de hidrocarburo en poliducto Chihuahua-Juárez.	Ocasionada por toma clandestina en el poliducto.	Sin información	Se activó el plan interno de emergencia y se suspendió el tramo del ducto afectado para proceder a su reparación. Se realizaron trabajos de recuperación y limpieza del producto derramado. Denuncia a las autoridades correspondientes.
11-oct-17	Las choapas, Veracruz.	Hidrocarburo	Derrame en uno de los ductos en la zona de Las Choapas.	Actos vandálicos	Maleza, suelo y lirio afectado por hidrocarburo.	Trabajos de limpieza y recolección del hidrocarburo derramado, labores de saneamiento en el punto de la fuga, en el rancho El Mangal, así como en los cauces de los ríos Zanapa y Tonalá.
12-oct-17	A la altura de la comunidad La Libertad, en Huimanguillo, Tabasco.	Hidrocarburo	Emanación de vapores de hidrocarburo en Huimanguillo.	Afectación por acto vandálico, se encontraron diferentes tramos de tubería seccionados por personas ajenas a la empresa, lo que provocó la exhalación.	Sin información	Personal especializado de PEMEX trabajó en la reparación del ducto afectado, con apoyo del personal del Instituto Estatal de Protección Civil, trabaja en la recuperación de la tubería, así como en la atención de otra emanación detectada.
13-oct-17	Colonia Insurgentes Norte, Minatitlán, Veracruz.	Hidrocarburo	Escurrecimiento de hidrocarburo en Minatitlán.	Provocado por una toma clandestina.	Sin información	Se activó el Plan de Respuesta a Emergencias y se acordó el área a fin de controlar la situación y proceder a la reparación del tramo afectado. Personal de PEMEX se trasladó con equipo especializado para la recuperación del hidrocarburo impregnado y limpieza del área. Denuncia ante Ministerio Público.
14-oct-17	A la altura de la Comunidad Arroyo Hondo, Primera Sección, Cárdenas, Tabasco.	Gas	Fuga de gas en Cárdenas.	Provocada por una toma clandestina en un ducto ubicado a la altura de la Comunidad Santa Teresa, Arroyo Hondo, Primera sección.	Sin afectación	Se implementó el Plan de Atención a Emergencias y el Ejército el Plan DN III E en apoyo a la población, mientras que el Instituto Estatal de Protección Civil determinó la evacuación de habitantes de la zona quienes fueron trasladados al deportivo La Ceiba. Denuncia ante las autoridades correspondientes.
23-oct-17	Poblado San Antonio Arenas, Municipio San Matías Tlalancaleca, Puebla.	Sin información	Incendio en las inmediaciones del poblado San Antonio Arenas.	Ocasionado por una toma clandestina.	Sin reporte de afectaciones a cuerpos de agua.	Personal de PEMEX con el apoyo del cuerpo de Bomberos Municipal y Protección Civil estatal sofocaron el incendio. Personal especializado realizó tareas de limpieza y reparación del ducto afectado.

Antecedentes de accidentes e incidentes

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
28-oct-17	General Bravo, Nuevo León.	Sin información	Incendio en el poliducto Cadereyta-Reynosa.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto.	Una camioneta quemada	Se suspendió el bombeo en el tramo afectado, se llevaron a cabo trabajos para sofocar el fuego y se realizaron tareas de enfriamiento. Se contó con apoyo de la SEDENA, Policía Federal, Protección Civil municipal y Bomberos de PEMEX. Denuncia ante Ministerio Público.
13-nov-17	Inmediaciones del ejido La Mesa, Tetepango, Hidalgo.	Combustible	Incendio en el poliducto Cima de Togo-Tula.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto.	Un vehículo de carga quemado a un costado del ducto afectado. Sin lesionados.	PEMEX activó inmediatamente el plan interno de atención a emergencias y como medida de seguridad se bloqueó el bombeo de producto en el ducto afectado a fin de controlar la situación y posteriormente realizar su reparación. Denuncia ante Ministerio Público.
17-nov-17	En una zona baja del ejido Nacajuca Anexo-Oxiacaque.	Hidrocarburo	Incidente en pozo de Nacajuca.	Falla de una pieza en un pozo, lo que originó briceo de hidrocarburo en el perímetro de la instalación.	Sin daños a la instalación ni al personal.	Siguiendo los protocolos de seguridad establecidos, se logró controlar la emanación del producto.
22-nov-17	Río Bravo, Tamaulipas.	Combustible	Fuga de combustible en el poliducto Cadereyta-Reynosa.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto.	Sin información	Se activó de inmediato el Plan de Respuesta a Emergencias y se suspendió temporalmente la operación del ducto afectado, procediéndose al cierre de válvulas de seccionamiento, para la atención del incidente por parte del personal. Denuncia ante Ministerio Público.
22-nov-17	Ejido "El Durazno", municipio de San Agustín Tlaxiaca, Hidalgo.	Combustible	Incendio en el poliducto Tula-Pachuca.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto.	Un vehículo de carga quemado que se encontraba conectado de forma ilícita al ducto de PEMEX. Sin reporte de personas lesionadas por el incidente.	Se logró sofocar el incendio y se logró controlar el derrame de combustible en el ducto afectado. PEMEX activó el plan interno de atención a emergencias y como medida de seguridad se bloqueó el bombeo de producto a fin de controlar la situación y posteriormente realizar su reparación. Denuncia ante Ministerio Público.
28-nov-17	Zona Industrial Irapuato, Guanajuato.	Sin información	Incendio en Poliducto Salamanca-Guadalajara.	Ocasionado por una toma clandestina en el poliducto.	sin información	Se recibió el reporte de incendio y de inmediato se activó el Plan Interno de Respuesta a Emergencias y se procedió a suspender temporalmente la operación del tramo del ducto afectado.

Antecedentes de accidentes e incidentes

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
04-dic-17	Altura de la comunidad Buena Vista, en Cárdenas, Tabasco.	Gas	Dos fugas de gas provocadas por actos vandálicos.	PEMEX controló dos fugas provocadas por igual número de actos vandálicos (cortes con segueta) en un mismo gasoducto.	No se registraron lesionados.	Personal especializado ejecutó movimientos operativos que permitieron controlar ambas emanaciones, realizando posteriormente la reparación de la línea vandalizada. Denuncia ante Ministerio Público.
12-dic-17	Villa Cárdenas, Irapuato, Guanajuato.	Sin información	Incendio en el poliducto Salamanca-León.	Provocado por una toma clandestina en el poliducto.	Sin personas lesionadas	Se llevaron a cabo maniobras para controlar el fuego en el tramo del ducto afectado. Se activó el plan interno de atención a emergencias, se bloqueó el bombeo de combustible como medida de seguridad y posteriormente realizar su reparación. Denuncia ante Ministerio Público.
13-dic-17	Instalaciones de la Refinería "Ing. Antonio M. Amor".	Sin información	Fallece trabajador de PEMEX en accidente.	Durante maniobras de acomodo de carros tanques vacíos para carga de combustóleo, un trabajador de PEMEX fue encontrado sin vida dentro de la refinería "Ing. Antonio M. Amor".	1 persona muerta	Las autoridades del M.P. realizan las investigaciones pertinentes con objeto de determinar la causa que originó el percance y esclarecer los hechos.
13-dic-17	Terrenos baldíos (2 hectáreas) ubicados a un costado de la carretera que comunica al poblado de Huilotepec, en Salina Cruz, Oaxaca.	Sin información	Incendio en pastizales en terrenos vecinos de la Refinería Antonio Dovalí Jaime.	Quema efectuada en el área de pastizal.	sin afectaciones humanas y materiales.	Cuerpo de bomberos y personal de vigilancia de la refinería Antonio Dovalí Jaime de Petróleos Mexicanos, en conjunto con Protección Civil municipal, sofocaron el incendio. Se exhortó a la ciudadanía a evitar realizar quemas en áreas de pastizales y zonas urbanas.
14-dic-17	Refinería Francisco I. Madero. Cd. Madero, Tamaulipas.	Sin información	Incidente en la Refinería Madero.	Durante trabajos de arranque de la Planta de Alquilería de la Refinería Francisco I. Madero, un trabajador tuvo un percance que le ocasionó quemaduras.	1 persona muerta	Se trasladó al trabajador de manera inmediata al Hospital Regional de Ciudad Madero, donde falleció minutos más tarde de haber ingresado.
18-dic-17	A la altura del poblado C-33, Cárdenas, Tabasco.	Sin información	Incendio en una zona de cañales cerca de un ducto en Cárdenas.	Sin información	Se localizó en el sitio un vehículo calcinado.	PEMEX atiende el reporte del incendio, se cuenta con apoyo de personal del Instituto Estatal de Protección Civil y del municipio.
20-dic-17	Apaseo El Grande, Guanajuato.	Hidrocarburo	Derrame de combustible en el poliducto Tula-Salamanca.	Provocado por una toma clandestina.	Sin información	Plan de Respuesta a Emergencia, labores de contención de la fuga para evitar que represente un riesgo. Denuncia ante Ministerio Público.

Antecedentes de accidentes e incidentes

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
27-dic-17	Privada del Sol de la Colonia Milpillas, Cuernavaca, Morelos.	Gasolina	Derrame de combustible en Cuernavaca.	Toma clandestina en el poliducto Añil-Cuernavaca.	Evacuación de habitantes cercanos al sitio del incidente.	Activación del plan interno de atención a emergencias de PEMEX, se bloqueó el bombeo de combustible y se procedió a realizar su reparación. Denuncia ante Ministerio Público.
27-dic-17	La Brecha El Chocolate, Altamira, Tamaulipas.	Sin información	Incendio en la estación de compresión Tamaulipas 3.	Sin información	Sin lesionados	Análisis causa-raíz que generó el incidente.
08-ene-18	Localidad de J. Mario Rosado, Las Choapas, Veracruz	Hidrocarburo y agua	Dos fugas, una en un oleoducto fuera de operación y otra en un acueducto que transporta agua a la subestación eléctrica El Plan.	Actos vandálicos	Sin información	Personal especializado controló las fugas y posteriormente reparando las líneas. Se recuperó el producto. Denuncia ante Ministerio Público.
10-ene-18	Poliducto Poza Rica-Cima de Togo-Azcapotzalco en inmediaciones del poblado Santa María Paliseca, Cuauhtepc de Hinojosa, Hidalgo.	Combustible	Incendio	Provocado por una toma clandestina en el poliducto	Dos camionetas calcinadas que pretendían transportar el combustible extraído ilícitamente. Sin personas lesionadas.	Se activó el plan interno de emergencias, como medida de seguridad se suspendió el bombeo de tramo del ducto afectado para controlar la situación y realizar su reparación.
10-ene-18	Ducto Paredón-Estación 2 A, ubicado a la altura del poblado C-32, Huimanguillo, Tabasco.	Hidrocarburo	Fuga de hidrocarburo	Toma clandestina	Sin información	Activación del Plan de Atención de Emergencias, personal especializado colocó producto espumoso en el ducto para evitar que los vapores de los gases se esparcieran y realizó los movimientos operativos quedando eliminada la emanación. Se trabajó en la recuperación del hidrocarburo y la reparación de la línea.
22-ene-18	Comunidad Arena, primera sección, Comalcalco, Tabasco	Gas	Fuga de gas	Realización de trabajos de mantenimiento en un pozo	Sin lesionados ni daños a la instalación	Plan de Respuesta a Emergencias.
24-ene-18	Poliducto Minatitlán-Salina Cruz, Texistepec, Veracruz	Gasolina	Derrame de gasolina	Toma clandestina en el poliducto	Sin información	Se procedió al bloqueo del poliducto. Denuncia ante Ministerio Público.
30-ene-18	Terrenos baldíos, a un costado de la carretera Transistmica kilómetro 296, en el tramo Salina Cruz-Tehuantepec.	Sin información	Solicitud de apoyo para sofocar incendio de pastizal en terrenos vecinos la Noria en Tehuantepec, Oaxaca.	Quema en área de pastizal	Sin afectaciones humanas ni materiales	Se recibió llamado de emergencia por Protección Civil solicitando apoyo para sofocar el incendio. Se necesitó de elementos del equipo contraincendios de PEMEX.
01-feb-18	Poliducto San Agustín Tlaxiaca – Ajacuba, comunidad Benito Juárez, San Agustín Tlaxiaca, Hidalgo.	Gasolina	Derrame de gasolina	Toma clandestina	Sin afectaciones a cuerpos de agua cercanos	Plan Interno de Respuesta a Emergencias y se suspendió temporalmente la operación del ducto, cierre de válvulas de seccionamiento para la atención del incidente.

Antecedentes de accidentes e incidentes

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
02-feb-18	LPG-ducto Cactus – Guadalajara en las inmediaciones de la colonia El Rodeo, municipio de San Juan del Río, Querétaro.	Gas LP	Fuga de gas LP	Toma clandestina	Sin información	Plan de Respuesta a Emergencias para el control total de la fuga.
04-feb-18	Poliducto Tula – Pachuca, inmediaciones del poblado Ulapa, Tetepango, Hidalgo	Combustible	Incendio	Toma clandestina en el poliducto	Una camioneta de carga totalmente quemada	Se efectuaron labores para sofocar el fuego y se procedió a la eliminación de la toma ilícita. Plan interno de Respuesta a Emergencias. Personal del sector Ductos Catalina bloqueó las válvulas de seccionamiento para disminuir el flujo del producto.
09-feb-18	Poliducto Topolobampo-Guamúchil-Culiacán, municipio Culiacán, Sinaloa	Sin información	Incendio	Toma clandestina	Una camioneta con contenedores y tres motocicletas incendiadas, sin personas lesionadas.	Plan Interno de Respuesta a Emergencias
13-feb-18	Ducto localizado en San Juan Guichicovi, Oaxaca.	Amoniaco	Fuga menor de amoniaco	Posible acto vandálico	No existe población asentada en las proximidades.	Se activó el Plan de Respuesta a Emergencias. Se realizó la reparación en el ducto.
14-feb-18	Poliducto Salamanca-Irapuato, inmediaciones de la comunidad La Haciendita, Salamanca, Oaxaca.	Hidrocarburo	Fuga de hidrocarburo	Toma clandestina	Dos vehículos calcinados, no se reportaron lesionados	Plan Interno de Respuesta a Emergencias. Denuncia ante Ministerio Público.
15-feb-18	Colonia Aviación Vieja, Poza Rica, Veracruz.	Aceite	Se detectó aceite en un arroyo de aguas negras	Sin información	Sin información	Se revisaron ductos aledaños al sitio, sin que hubiera registro de algún derrame en las instalaciones petroleras, se efectuaron lecturas de detección de gas sin registrarse presencia de gases tóxicos ni niveles de explosividad. Se colocaron cordones oleofílicos y barreras plásticas para contención y recuperación del aceite.
20-feb-18	Poliducto Tula-Salamanca, inmediaciones del Poblado Juan Martín, Celaya, Guanajuato.	Combustible	Fuga de combustible	Ocasionada por una toma clandestina	Sin información	Plan Interno de Respuesta a Emergencias para el control de la fuga. Denuncia ante Ministerio Público.
22-feb-18	Poliducto de Poza Rica – Azcapotzalco, inmediaciones del paraje Soapayuca, Axapusco, Estado de México.	Sin información	Incendio	Ocasionado por una toma clandestina	Sin información	Plan Interno de Respuesta a Emergencias, se controló el fuego. Denuncia ante Ministerio Público.

Antecedentes de accidentes e incidentes

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
23-feb-18	Zona de potreros a la altura del ejido Zapotal, Palo Mulato de Huimanguillo Tabasco	Gas	Fuga de gas	Acto vandálico (seguetazo) en un ducto	Sin información	Activación del Plan Interno de Atención de Emergencias
23-feb-18	Poliducto de Salamanca – Morelia, inmediaciones del paraje La Palma, Cuitzeo, Michoacán.	Sin información	Incendio	Ocasionado por una toma clandestina	Sin información	Plan Interno de Respuesta a Emergencias y equipo contraincendios, realizó las maniobras necesarias para controlar el fuego.
26-feb-18	Comunidades Carlos A. Madrazo y Güiral, Huimanguillo, Tabasco.	Gas	Fuga de gas	Provocada por un acto vandálico	Sin información	Plan Interno de Atención de Emergencias.
26-feb-18	Poliducto de Tula-Salamanca, entre las comunidades El Carrizo y Santa Matilde, municipio de San Juan del Río, Querétaro.	Hidrocarburo	Fuga de hidrocarburo	Toma clandestina en el poliducto	Sin información	Se activó el Plan Interno de Respuesta a Emergencias y realizaron maniobras para controlar la fuga.
09-mar-18	Poliducto Minatitlán – México, en inmediaciones de la Junta Auxiliar San Cristóbal Tepatlaxco; municipio San Martín Texmelucan, Puebla.	Diesel	Derrame de diésel	Provocado por una toma clandestina	Sin información	Se activó el Plan Interno de Respuesta a Emergencias y se suspendió temporalmente la operación del ducto, procediéndose al cierre de válvulas de seccionamiento para la atención del incidente. El producto derramado se contuvo con barreras y cordones oleofílicos sobre el cauce del río.
10-mar-18	Refinería Ing. Antonio M. Amor.	Sin información	Incendio extendido al área que se ubica a un costado de las lagunas de oxidación de la refinería	Se inició en pastizales de un terreno externo	Sin información	Se activó el Plan Interno de Respuesta de Emergencias. Equipo de Prevención y Contraincendios de la refinería.
13-mar-18	A la altura del Poblado San Antonio entre las comunidades de Ignacio Allende y Vicente Guerrero, Centla, Tabasco.	Hidrocarburo	Fuga de hidrocarburo en un ducto ubicado en un terreno bajo inundable en zona despoblada.	Sin información	Sin información	Activación del Plan Interno de Atención de Emergencias, se realizaron los movimientos operativos necesarios para controlar la emanación y se colocaron barreras oleofílicas.
13-mar-18	Poliducto Salamanca-Zacatecas, en un terreno ubicado a inmediaciones del poblado Santa Ana del Conde, León, Guanajuato.	Sin información	Incendio	Provocado por toma clandestina	Sin información	Se activó el Plan Interno de Respuesta a Emergencia y personal de contraincendios de PEMEX realizaron las maniobras para sofocar el incendio.
14-mar-18	Poliducto Salamanca – Zacatecas a la altura del poblado Carrizal, municipio de Irapuato, Guanajuato.	Hidrocarburo	Fuga de hidrocarburo	Ocasionada por una toma clandestina en el poliducto	Sin información	Activación del Plan Interno de Atención de Emergencias, personal técnico realiza los movimientos operativos para controlar la emanación y reparar el tramo afectado.



**Estudio de Riesgo
Modalidad Análisis de Riesgo
"Desarrollo de actividades petroleras en el Campo
Cuichapa Poniente,
Contrato CNH-R01-L03-A7/2015"**

Antecedentes de accidentes e incidentes

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
15-mar-18	Poliducto Chihuahua-Cd. Juárez en las inmediaciones de la colonia Valles de Chihuahua, Chihuahua.	Combustible	Fuga de combustible	Ocasionada por una toma clandestina	Sin información	Se activó el Plan Interno de Respuesta a Emergencias, se procedió al cierre de válvulas de seccionamiento. Denuncia ante Ministerio Público.
16-mar-18	Poliducto Salamanca-Morelia, ubicado a inmediaciones de la comunidad de Guantes, municipio de Valle de Santiago, Guanajuato.	Sin información	Incendio	Provocado por toma clandestina	En el sitio se encontraron vehículos calcinados.	Se activó el plan interno de respuesta a emergencias y trabajadores del Sector Ductos Salamanca se desplazaron al lugar para controlar el siniestro.

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Escenario	Clave	Descripción	Accidente Hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	01-CCP-PERF	Brote que genera un descontrol del pozo en cualquier etapa de perforación, por fuga de hidrocarburo a través de la TP de 2 7/8 pulgadas de diámetro.	x		x	x	Pozo	¿Qué pasa sí? (What if)	Vegetación
2	02-CCP-PERF	Fuga de gas en cualquier etapa de perforación a través de orificio de 0.5 pulgadas de diámetro en el arreglo de preventores.	x		x		Pozo	¿Qué pasa sí? (What if)	Suelo
3	01-CCP-LF	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 0.6" localizado en cualquier punto de la línea de flujo de 3" de diámetro equivalente.	x	x	x		Ducto	HAZOP	Vegetación / Suelo
4	02-CCP-LF	Ruptura de la línea de flujo de 3" de diámetro equivalente.		x	x		Ducto	HAZOP	Vegetación / Suelo
5	03-CCP-OLG	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 1.2" localizado en cualquier punto del oleogasoducto de 6" de diámetro equivalente.	x	x	x		Ducto	HAZOP	Vegetación / Suelo
6	04-CCP-OLG	Ruptura del oleogasoducto de 6" de diámetro equivalente.		x	x	x	Ducto	HAZOP	Vegetación / Suelo
7	05-CCP-OLEO	Fuga de aceite por orificio de 1.6" localizado en cualquier punto del oleoducto de 8" de diámetro equivalente.	x	x	x		Ducto	HAZOP	Vegetación / Suelo
8	06-CCP-OLEO	Ruptura de oleoducto de 8" de diámetro equivalente.		x	x		Ducto	HAZOP	Vegetación / Suelo
9	07-CCP-GASO	Fuga de gas por orificio de 2.4" localizado en el cuerpo del gasoducto de 12" de diámetro.	x		x		Ducto	HAZOP	Vegetación
10	08-CCP-GASO	Ruptura de gasoducto de 12" de diámetro equivalente.	x		x	x	Ducto	HAZOP	Vegetación
11	09-CCP-LBN	Fuga de gas por orificio de 0.4" localizado en el cuerpo de la línea de bombeo neumático de 2" de diámetro equivalente.	x		x		Ducto	HAZOP	Vegetación
12	10-CCP-LBN	Ruptura de la línea de bombeo neumático de 2" de diámetro equivalente.	x		x	x	Ducto	HAZOP	Vegetación
13	01-CCP-BS	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 1.6" de diámetro, localizado en el cuerpo de la línea de 8" de diámetro del cabezal de grupo de mezcla.	x		x		Línea	HAZOP	Suelo

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Escenario	Clave	Descripción	Accidente Hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
14	02-CCP-BS	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 1" de diámetro localizado en la pared del separador vertical.	x		x		Separador Vertical	HAZOP	Suelo
15	03-CCP-BS	Fuga y derrame de aceite por poro de 1" de diámetro en la pared del tanque de almacenamiento de 10,000 bls.	x		x		Tanque de almacenamiento	HAZOP	Suelo / vegetación
16	04-CCP-BS	Ruptura de cabezal colector de gas de 12" de diámetro.	x		x		Cabezal colector de gas	HAZOP	Vegetación
17	05-CCP-BS	Fuga de gas por orificio de 2.4" de diámetro localizado en el cabezal colector de gas de 12" de diámetro equivalente.	x		x		Cabezal colector de gas	HAZOP	-
18	06-CCP-BS	Fuga de gas por orificio de 1.2" de diámetro localizado en la pared del rectificador de gas	x		x		Rectificador de gas	HAZOP	-
19	07-CCP-SCG	Fuga de gas por orificio de 1" de diámetro localizado en la pared del separador de gas de succión FA-100.	x		x	x	Separador de gas de succión	HAZOP	-
20	08-CCP-SCG	Fuga de gas por orificio de 1.2" de diámetro localizado en el cabezal de descarga de 6" de diámetro.	x		x		Cabezal de descarga	HAZOP	-
21	09-CCP-SCG	Ruptura de cabezal de succión segunda sección de 8" de diámetro.	x		x	x	Cabezal de succión segunda sección	HAZOP	Vegetación
22	10-CCP-SCG	Fuga de gas por orificio de 1" de diámetro localizado en el cabezal de succión-segunda sección de 8" de diámetro.	x		x		Cabezal de succión segunda sección	HAZOP	-
23	11-CCP-SCG	Fuga de gas por orificio de 0.75" de diámetro, localizado en el cabezal de succión-primer sección de 16" de diámetro.	x		x		Cabezal de succión primer sección	HAZOP	-

Estimación de consecuencias.

Estimación de consecuencias															
No. Escenario	Clave	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos potenciales*					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo		
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Toxicidad	Sobrepresión (explosividad)	Radiación térmica
													Distancia** 1.5F / 2F (m)	Distancia (m)	Distancia (m)
1	01-CCP-PERF		X	7456.8	kg	Gas		X					No se presenta	241.46	82.83
2	02-CCP-PERF		X	225.6	kg	Gas						X	No se presenta	No se presenta	15.54
3	01-CCP-LF		X	6,606	kg	Líquido-Gas					X		No se presenta	No se presenta	20.64
4	02-CCP-LF	X		165,006	kg	Líquido-Gas					X		No se presenta	No se presenta	98.60
5	03-CCP-OLG		X	35,802	kg	Líquido-Gas					X		No se presenta	No se presenta	47.12
6	04-CCP-OLG	X		894,852	kg	Líquido-Gas		X					No se presenta	248.05	222.64
7	05-CCP-OLEO		X	64,314	kg	Líquido					X		No se presenta	No se presenta	74.97
8	06-CCP-OLEO	X		1,607,742	kg	Líquido		X					No se presenta	No se presenta	354.13
9	07-CCP-GASO		X	1,638	kg	Gas					X		No se presenta	No se presenta	8.91
10	08-CCP-GASO	X		40,842	kg	Gas		X					No se presenta	425.64	39.92
11	09-CCP-LBN		X	855.36	kg	Gas					X		No se presenta	No se presenta	8
12	10-CCP-LBN	X		21,366	kg	Gas		X					No se presenta	342.96	37.3
13	01-CCP-BS		X	9,210	kg	Líquido-Gas						X	No se presenta	No se presenta	41.47
14	02-CCP-BS		X	709.2	kg	Líquido-Gas						X	No se presenta	No se presenta	26.11
15	03-CCP-BS		X	3,510	kg	Líquido					X		No se presenta	No se presenta	105.38
16	04-CCP-BS		X	2,643.6	kg	Gas						X	No se presenta	No se presenta	38.95

SCRI FUEGO, versión 1.4.2

Estimación de consecuencias																
No. Escenario	Clave	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos potenciales*					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo			
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Toxicidad	Sobrepresión (explosividad)	Radiación térmica	
													Distancia** 1.5F / 2F (m)	Distancia (m)	Distancia (m)	
17	05-CCP-BS		X	528	kg	Gas							X	No se presenta	No se presenta	8.71
18	06-CCP-BS		X	138	kg	Gas							X	No se presenta	No se presenta	4.66
19	07-CCP-SCG		X	90	kg	Gas							X	No se presenta	No se presenta	3.88
20	08-CCP-SCG		X	2,640	kg	Gas							X	No se presenta	No se presenta	23.21
21	09-CCP-SCG	X		5,058	kg	Gas		X						No se presenta	212.16	23.62
22	10-CCP-SCG		X	84	kg	Gas							X	No se presenta	No se presenta	3.54
23	11-CCP-SCG		X	48	kg	Gas							X	No se presenta	No se presenta	2.71

*Efectos potenciales:

(C) Catastrófico: Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdida o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo, especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010, tipos de vegetación amenazada, entre otros).

(G) Grave: Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado, y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.

(S) Significativo: Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede de eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.

(R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligros para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.

(N) Ninguno: este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.

** 1.5F / 2F = Velocidad del viento 1.5 m/s estabilidad de Pasquill F / Velocidad del viento 2 m/s estabilidad de Pasquill F.

Criterios utilizados.

Criterios utilizados										
No. de falla	No. de evento	Toxicidad				Sobrepresión (explosividad)		Radiación térmica		Otros criterios
		IDHL*	TLV8**	Velocidad del viento m/seg	Estabilidad atmosférica	Zona Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento	Zona Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento	
1	01-CCP-PERF	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw /m ²	---
2	02-CCP-PERF	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---
3	01-CCP-LF	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---
4	02-CCP-LF	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---
5	03-CCP-OLG	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---
6	04-CCP-OLG	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw /m ²	---
7	05-CCP-OLEO	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---
8	06-CCP-OLEO	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---
9	07-CCP-GASO	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---
10	08-CCP-GASO	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---
11	09-CCP-LBN	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw /m ²	---
12	10-CCP-LBN	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---
13	01-CCP-BS	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---
14	02-CCP-BS	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---
15	03-CCP-BS	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---

Criterios utilizados										
No. de falla	No. de evento	Toxicidad				Sobrepresión (explosividad)		Radiación térmica		Otros criterios
		IDHL*	TLV8**	Velocidad del viento m/seg	Estabilidad atmosférica	Zona Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento	Zona Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento	
16	04-CCP-BS	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw /m ²	---
17	05-CCP-BS	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---
18	06-CCP-BS	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---
19	07-CCP-SCG	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---
20	08-CCP-SCG	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---
21	09-CCP-SCG	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw /m ²	---
22	10-CCP-SCG	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---
23	11-CCP-SCG	No se presenta	No se presenta	1.5 / 2	F	1.0 lb/in ²	0.5 lb/in ²	5 Kw/m ²	1,4 Kw/m ²	---

V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.

V.1 FORMATOS DE PRESENTACIÓN.

V.1.1 Planos de localización.

Los planos que se elaboraron contienen título; número o clave de identificación; nombres, de quien elaboró, revisó y autorizó; fecha de elaboración; nomenclatura y simbología explicadas; escala gráfica, numérica y orientación.

V.2 OTROS ANEXOS.

- Anexo 1 Hojas de datos de seguridad de sustancias peligrosas.
- Anexo 2. Diagramas de tubería e instrumentación (DTI's). Perforación de pozos.
- Anexo 3. Registros generados para el análisis del proceso de perforación de pozos, metodología ¿Qué pasa sí?
- Anexo 4. Jerarquización de subsistemas. Perforación de pozos.
- Anexo 5. Diagramas de tubería e instrumentación (DTI's). Sistema de transporte por ducto.
- Anexo 6. Registros generados para el análisis del sistema de transporte por ducto, metodología HAZOP.
- Anexo 7. Jerarquización de nodos. Sistema de transporte por ducto.
- Anexo 8. Diagrama de Flujo de Procesos. Batería de Separación.
- Anexo 9. Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's). Batería de Separación.
- Anexo 10. Registros generados para el análisis del proceso de la Batería de Separación, metodología HAZOP.
- Anexo 11. Jerarquización de nodos. Batería de Separación.
- Anexo 12. Diagramas de tubería e instrumentación (DTI's). Sistema de Compresión de Gas.
- Anexo 13. Registros generados para el análisis del proceso del Sistema de Compresión de Gas, metodología HAZOP.
- Anexo 14. Jerarquización de nodos. Sistema de Compresión de Gas.
- Anexo 15. Memoria de cálculo para la determinación del caudal e inventario de fuga. Perforación de pozos.
- Anexo 16. Memoria de cálculo escenarios. Perforación de pozos.
- Anexo 17. Diagrama de pétalos. Escenarios 1 y 2. Perforación de pozos.
- Anexo 18. Memoria de cálculo para la determinación del caudal e inventario de fuga. Sistema de transporte por ducto.
- Anexo 19. Memoria de cálculo escenarios. Sistema de transporte por ducto.
- Anexo 20. Diagrama de pétalos. Escenario 1 y 2. Línea de flujo.
- Anexo 21. Diagrama de pétalos. Escenario 3 y 4. Oleogasoducto.

- Anexo 22. Diagrama de pétalos. Escenario 5 y 6. Oleoducto.
- Anexo 23. Diagrama de pétalos. Escenario 7 y 8. Gasoducto.
- Anexo 24. Diagrama de pétalos. Escenario 9 y 10. Línea de bombeo neumático.
- Anexo 25. Memoria de cálculo para la determinación del caudal e inventario de fuga. Batería de Separación.
- Anexo 26. Memoria de cálculo para la determinación del caudal e inventario de fuga. Sistema de Compresión de Gas.
- Anexo 27. Memoria de cálculo escenarios. Batería de Separación.
- Anexo 28. Memoria de cálculo escenarios. Sistema de Compresión de Gas.
- Anexo 29. Diagrama de pétalos. Escenarios 1 al 6. Batería de Separación Alcalapa.
- Anexo 30. Diagrama de pétalos. Escenarios 1 al 6. Batería de Separación Cuichapa 2.
- Anexo 31. Diagrama de pétalos. Escenarios 7 al 11. Sistema de Compresión de Gas.