



**Estudio de Riesgo  
en su  
Modalidad Análisis de Riesgo  
para actividades  
del  
Sector Hidrocarburos  
del Proyecto**

**"Desarrollo de actividades petroleras  
en el Campo Paso de Oro  
CNH-R01-L03-A17/2016"**



## **CONTENIDO.**

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO. ....	5
I.1 BASES DE DISEÑO. ....	5
I.1.1 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. ....	5
I.1.1.1 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).....	5
I.1.1.2 Normas, códigos y estándares nacionales e internacionales utilizadas para el Proyecto. ....	7
I.1.1.3 Criterios de diseño. ....	20
I.1.1.3.1 Perforación de pozos. ....	20
I.1.1.3.1.1 Proyecto civil. ....	22
I.1.1.3.1.2 Proyecto mecánico. ....	22
I.1.1.3.1.3 Proyecto sistema contra incendio. ....	26
I.1.1.3.2 Sistema de manejo de producción. ....	28
I.1.1.3.2.1 Proyecto civil. ....	30
I.1.1.3.2.2 Proyecto mecánico. ....	30
I.1.1.3.3 Proyecto sistema contra incendio. ....	31
I.2 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO. Perforación del pozo. ....	32
I.2.1 Describir detalladamente el proceso por líneas de producción, reacciones principales y secundarias en donde intervienen materiales considerados de alto riesgo. ....	32
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. ....	36
I.2.3 Hojas de seguridad. ....	38
I.2.4 Almacenamiento. ....	39
I.2.5 Equipos de proceso y auxiliares. ....	39
I.2.6 Pruebas de verificación. ....	40
I.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN. Perforación del pozo. ....	41
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). ....	41
I.3.2 Especificación del cuarto de control. ....	41
I.3.3 Sistemas de aislamiento. ....	43
I.4 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO. Sistema de manejo de producción. ....	43
I.4.1 Descripción del sistema de manejo de producción. ....	43
I.4.2 Listar todas las materias primas, productos, y subproductos manejados en el proceso, señalando aquellas que se encuentren en los Listados de Actividades Altamente riesgosas. ....	45
I.4.3 Hojas de seguridad. ....	45
I.4.4 Almacenamiento. ....	46
I.4.5 Pruebas de verificación. ....	46
I.5 CONDICIONES DE OPERACIÓN. Sistema de manejo de producción. ....	47
I.5.1 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). ....	47
I.6 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS. ....	48
I.6.1 Antecedentes de accidentes e incidentes. ....	48
I.6.2 Metodologías de identificación y jerarquización. ....	49
I.6.2.1 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. ....	61
I.6.2.1.1 Resultados de la aplicación de la metodología. Perforación de pozo. ....	61
I.6.2.1.2 Resultados de la aplicación de la metodología. Sistema de manejo de producción. ....	62
II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN ENTORNO A LAS INSTALACIONES. ....	64
II.1 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN. ....	64
II.1.1 Metodología. ....	64

II.1.2 Escenarios de riesgo planteados. ....	72
II.1.2.1 Escenarios de Riesgo. Perforación del pozo. ....	73
II.1.2.1.1 Simulación de los escenarios de riesgos. ....	73
II.1.2.1.2 Resultados de las modelaciones. ....	76
II.1.2.2 Escenarios de Riesgo. Sistema de manejo de producción. ....	79
II.1.2.2.1 Simulación de los escenarios de riesgo. ....	80
II.1.2.2.2 Resultados de las modelaciones. ....	84
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). ....	90
II.2 INTERACCIONES DE RIESGO. ....	90
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. ....	90
II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL. ....	92
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. ....	92
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. ....	96
III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL. ....	104
III.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS. ....	104
III.1.1 Indicar claramente las recomendaciones técnico-operativas resultantes de la aplicación de la metodología para la identificación y evaluación de riesgos. ....	104
III.1.2 Sistemas de seguridad. ....	104
III.1.3 Medidas preventivas. ....	106
IV. RESUMEN. ....	108
IV.1 SEÑALAR LAS CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL. ....	108
IV.2 HACER UN RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL. ....	109
IV.3 PRESENTAR EL INFORME TÉCNICO DEBIDAMENTE LLENADO. ....	111
V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL. ....	128
V.1 FORMATOS DE PRESENTACIÓN. ....	128
V.1.1 Planos de localización. ....	128
V.2 OTROS ANEXOS. ....	128

## **GENERALIDADES.**

El Estudio de Riesgo en su Modalidad Análisis de Riesgo para actividades del Sector Hidrocarburos del Proyecto "Desarrollo de actividades petroleras en el Campo Paso de Oro, Contrato CNH-R01-L03-A17/2016, promovido por la empresa Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S. A. de C. V. (Lifting de México).

En el caso específico del presente estudio, el desarrollo de actividades petroleras incluye la perforación del pozo de producción denominado Paso de Oro 1DL (en lo sucesivo Proyecto), mismo que se incluye dentro del Plan de Evaluación presentado por el Regulado, como parte de sus obligaciones contractuales.

El Proyecto forma parte del Plan de Evaluación presentado por Lifting de México basado en la información entregada, aprobada y dictaminada por Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

El objetivo de las actividades del Plan de Evaluación es determinar las reservas remanentes, así como establecer la capacidad de las instalaciones de producción y analizar la conveniencia de instalar o construir la infraestructura necesaria que permita dar continuidad a la producción de hidrocarburos si el Campo resulta productor.

Dentro de las actividades incluidas dentro del Plan de Evaluación se encuentran la reparación mayor y menor del pozo Paso de Oro 1 y la perforación del pozo Paso de Oro A posteriormente denominado 1DL, llevándose a cabo dentro de la plataforma del pozo Paso de Oro 1.

Para el presente estudio de riesgo el análisis del proceso se dividió en dos fases, la **perforación del pozo** y la construcción del **sistema de manejo de producción**, el cual incluye una línea de flujo y un tanque a boca de pozo (TBP) para el almacenamiento de crudo.

### **Delimitación del Proyecto.**

De acuerdo con el Anexo 1 Coordenadas y Especificaciones el Área Contractual CNH-R01-L03-A17/2016 está constituido por tres polígonos (A, B y C), se encuentra delimitado por los siguientes vértices:

Tabla 1. Coordenadas Área Contractual 17 Campo Paso de Oro. Contrato No. CNH-R01-L03-A17/2016.

Área Contractual	Campo / Polígono	Vértice	Oeste longitud	Norte latitud
17	Paso de Oro Polígono A	1	97° 06' 00"	20° 16' 00"
		2	97° 06' 00"	20° 15' 00"
		3	97° 05' 00"	20° 15' 00"
		4	97° 05' 00"	20° 14' 30"
		5	97° 03' 30"	20° 14' 30"
		6	97° 03' 30"	20° 13' 00"

Área Contractual	Campo / Polígono	Vértice	Oeste longitud	Norte latitud
		7	97° 05' 00"	20° 13' 00"
		8	97° 05' 00"	20° 13' 30"
		9	97° 06' 00"	20° 13' 30"
		10	97° 06' 00"	20° 14' 00"
		11	97° 06' 30"	20° 14' 00"
		12	97° 06' 30"	20° 14' 30"
		13	97° 07' 00"	20° 14' 30"
		14	97° 07' 00"	20° 15' 00"
		15	97° 07' 30"	20° 15' 00"
		16	97° 07' 30"	20° 16' 00"
	Paso de Oro Polígono B	1	97° 08' 00"	20° 16' 30"
		2	97° 09' 00"	20° 16' 30"
		3	97° 09' 00"	20° 17' 00"
		4	97° 08' 30"	20° 17' 00"
		5	97° 08' 30"	20° 17' 30"
		6	97° 07' 30"	20° 17' 30"
		7	97° 07' 30"	20° 17' 00"
		8	97° 08' 00"	20° 17' 00"
	Paso de Oro Polígono C	1	97° 08' 30"	20° 17' 00"
		2	97° 09' 00"	20° 17' 00"
3		97° 09' 00"	20° 17' 30"	
4		97° 08' 30"	20° 17' 30"	

El Proyecto se encuentra incluido en polígono A, dentro de la plataforma del pozo Paso de Oro 1, cuyas coordenadas geográficas se presentan a continuación.

Tabla 2. Coordenadas del pozo Paso de Oro 1DL.

Área Contractual	Campo / Polígono	Pozo	Municipio y Estado	Coordenadas geográficas	
				Oeste longitud	Norte latitud
17	Paso de Oro Polígono A	Paso de Oro 1DL			

Coordenadas de ubicación (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP

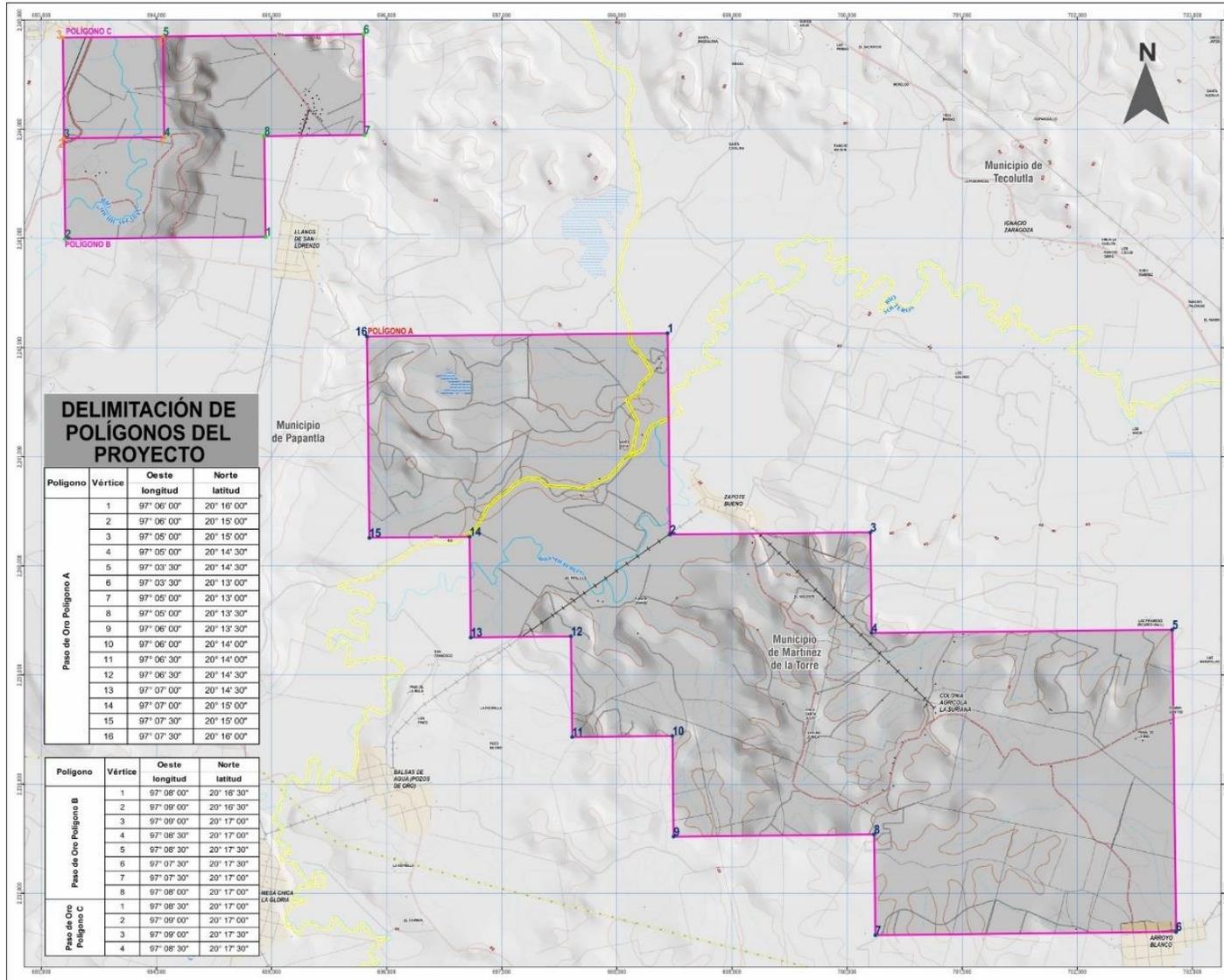


Figura 1. Delimitación de los polígonos A, B y C del Área Contractual CNH-R01-L03-A17/2016.

La Ley General del Equilibrio Ecológico señala que se considera una actividad altamente riesgosa cuando maneja cantidades iguales o superiores de una o más sustancias señaladas en el Primer y/o Segundo Listados de Actividades Altamente Riesgosas, publicados 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 serán: mezcla de crudo, el cual contiene gas natural asociado y agua. Se puede observar que sólo 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 tipo a desarrollar.

Asimismo, aunque el aceite a manejar no se encuentra dentro de los listados bajo la premisa de que el aceite mediano de 28° API contiene compuestos formados por sustancias como Metano, Ácido sulfhídrico, Etano, entre otros, enunciadas en el Primer y Segundo listado de actividades altamente riesgosas, la actividad a desarrollar en el Proyecto se considera altamente riesgosa, por lo cual 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 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.1.1.1 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).

Para el análisis de las características del sitio se delimitó un sistema ambiental (SA) considerando una superficie donde se encuentran todos los componentes ambientales con los cuales interactuará el Proyecto, optándose por seleccionar el polígono A enunciado en "Generalidades".

Bajo la apreciación **geomorfológica**, la superficie del SA se integra en una costa de emersión, dominada por materiales sedimentarios como arcillas, arenas y conglomerados. Fisiográficamente, se ubica en la Llanura Costera del Golfo Norte, en la subprovincia de Llanuras y Lomeríos, con topofomas de Lomeríos con llanuras y Lomerío típico.

La columna geológica delimitada para el SA reconoce del Oligoceno Arenisca - Lutita de la formación Palma Real, y Arenisca - Limonita de la formación Mesón. El Mioceno queda representado con Arenisca - Conglomerado de la formación Tuxpan. Unidades del Pleistoceno distinguen la presencia de rocas ígneas como el basalto (extrusivas básicas) y toba riolítica – dacita; y el Holoceno en forma de aluvión es la representación más joven de la litología (cuaternario).

El Holoceno en forma de aluvión es la representación más joven de la litología en el sitio con apenas el 10.5%; el Pleistoceno con rocas ígneas tobas y basalto en casi el 52.8% de la superficie, el Mioceno con 1.0%, finalmente el Oligoceno con rocas sedimentarias areniscas y lutitas presentes en el 35.7% del SA.

**El vulcanismo** está representado por espesos derrames de basalto del Pleistoceno (TplQptB) cuyos afloramientos varían en su extensión de 10 km (al sur de Martínez de la Torre) hasta 55 kilómetros al norte de Villa Ávila Camacho, así como por tobas de composición riolítica a dacítica (TplQptTR-Da) que cubren de manera discordante a todo el paquete sedimentario. Los depósitos Cuaternarios se ubican cercanos a la costa, como resultado del desarrollo fluvial-deltaico de los ríos Tuxtla, Cazones, Tecolutla y Bobos y algunos otros menos importantes como Tenistepec, Negro y Misantla. También existen depósitos eólicos y lagunares.

El SA forma parte de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla, que es productora principalmente de aceite. Los campos más importantes son Poza Rica, Arenque, Tamaulipas – Constituciones y Chicontepec.

Existe una marcada presencia de **fallas y fracturas** hacia el norte y oeste del SA y otras hacia el sur, en la zona del Eje Neovolcánico. En aproximados 10.5 km al NW del proyecto, se localiza una diminuta falla de 3.8 km de longitud, misma que se observa como una pequeña elevación con vegetación.

El SA, se localiza en la **zona sísmica B**, lo que le clasifica en una zona intermedia, es decir, no se registran sismos tan frecuentemente, o pueden verse afectados por altas aceleraciones que no sobrepasan el 70% de aceleración del suelo. Esto es, la ocurrencia de un evento sísmico de magnitud importante ya sea regional o distante, principalmente proveniente de los estados de Guerrero, Oaxaca, Chiapas o Puebla, incluso del Golfo de México pueden llegar a provocar afectaciones menores a moderadas, con base en las escalas de medición de Mercalli (intensidad).

Los **volcanes** activos más cercanos, se localizan sobre la Faja Volcánica Transmexicana; adicionalmente el campo volcánico monomagnético activo (áreas propensas a tener actividad volcánica), más cercano es el de Naolinco, localizado aproximados 60 km al sureste del SA.

Los aparatos volcánicos más próximos al SA son los siguientes.

- Al sureste se localiza el domo de lava denominado "Quebrado", en el municipio de Misantla, Ver., en las coordenadas 20.021 de latitud, -96.923 de longitud y una altitud de 720 msnm.
- Al suroeste se ubica un cono de ceniza denominado "Dos Cerros", en el municipio Hueytamalco, Puebla, en las coordenadas 19.937 de latitud, -97.2628 de longitud y una altitud de 960 msnm.
- Hacia el sureste siguiendo la línea costera y cercana al municipio veracruzano de Alto Lucero de Gutiérrez Barrios, localidad de Palma Sola, se inicia una concentración de aparatos volcánicos. (INEGI, Inventario Nacional de Fenómenos Geológicos, 2011).

El Atlas Nacional de Riesgos, ilustra el tema de Susceptibilidad por **Inestabilidad de Laderas**, mostrando que la parte central y la noroeste del SA, son las más susceptibles de presentar deslizamientos; sin embargo, el riesgo general se catalogaría como Bajo.

Aun cuando no se han registrado movimientos en masa dentro del SA, existen registros de eventos presentados a 21 km al noroeste y otro a 40 km al noroeste, provocados por lluvias prolongadas, este último causó daños a la zona arqueológica El Tajín.

El Atlas Nacional de Riesgos coloca al SA, en alto y muy alto riesgo, esto probablemente por su cercanía a la costa del Golfo de México, sin embargo, los Atlas Municipales de Riesgos nivel básico de los municipios en estudio no contemplan al área del proyecto con algún riesgo por **inundación**, es decir, la abundante lluvia escurre a través de la corriente Solteros, incrementando considerablemente su nivel, por lo que la crecida en ciertos puntos del arroyo impide el acceso en algunas zonas dentro del SA; no obstante, la topografía del sitio favorece el rápido flujo del agua haciendo que dichos niveles bajen en poco tiempo.

En la superficie del SA, se localizan **suelos** de tipo Vertisol muy arcillosos, Regosoles poco desarrollados constituidos por material suelto y los Phaeozem ricos en materia orgánica. La susceptibilidad a la erosión persiste en los dos últimos, y los vertisoles presentan baja susceptibilidad a erosionarse, aunque tienden a un drenaje lento, por lo que, de acuerdo con la ingeniería civil, en este tipo de suelo se tienden a tomar precauciones para evitar daños en edificaciones e instalaciones subterráneas ya que causan agrietamientos y deterioros estructurales.

#### **I.1.1.2 Normas, códigos y estándares nacionales e internacionales utilizadas para el Proyecto.**

El Proyecto a 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.

Por otra parte, 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.

A continuación, se hace mención de algunos estándares técnicos internacionales que son considerados de aplicación general.

## Estándares técnicos internacionales de aplicación general

Tabla 3. 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.
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

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
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
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

## 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 4. Estándares técnicos internacionales de aplicación a las actividades de Perforación de Pozos.

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
<b>Nacionales</b>	
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.
<b>Internacionales</b>	
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.
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).

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
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
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).

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
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 rasgaduras (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 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

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
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 camisetas 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
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

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
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.
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/costañera).

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
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
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

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
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 apuntalantes (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
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.

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
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

### Estándares técnicos del sistema de manejo de producción.

Los requerimientos o estándares técnicos que se enlistan de manera enunciativa más no limitativa en la siguiente tabla son aquellos utilizados para el sistema de transporte por ductos y construcción de tanques de almacenamiento.

Tabla 5. Estándares técnicos internacionales de ductos y tanques de almacenamiento.

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
<b>Nacionales</b>	
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
<b>Internacionales</b>	
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.

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
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
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

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
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 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.

Norma y/o Estándares técnicos	Descripción
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 <sub>2</sub> 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
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.1.1.3 Criterios de diseño.

#### I.1.1.3.1 Perforación de pozos.

El Proyecto a desarrollar comprende 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 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:

1. La columna geológica esperada.
2. Los bloques afallados de la estructura para seleccionar los pozos vecinos.
3. La identificación de las anomalías geológicas que pueden encontrarse durante la perforación del pozo.
4. 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.1.1.3.1.1 Proyecto civil.

El pozo a perforar se ubica dentro de la plataforma existente del pozo Paso de Oro 1, la cual tiene una superficie de 50 x 80 m, no requiriendo de ampliación; el cercado perimetral se encuentra en buenas condiciones y cuenta con guardaganado de tubos de acero en la entrada para evitar el acceso de bovinos.

Se le realizará un estudio de mecánica de suelos para determinar si la plataforma cumple con las características técnicas; en caso de no cumplir con dichas características principalmente con la compactación del 90-95%, se procederá a realizar los siguientes trabajos de rehabilitación de la plataforma.

**Despalme.** Consistirá en el retiro de 10 cm en promedio de suelo mediante maquinaria desalojando la capa superficial que por sus características no sean adecuadas para la instalación del equipo de perforación.

**Transporte de material pétreo.** Se transportarán los materiales para el revestimiento de bancos de materiales pétreos, los cuales deberán contar con las autorizaciones ambientales correspondientes.

**Tendido y compactado de revestimiento.** Se construirá la capa de revestimiento de 10 cm de espesor en promedio, esta actividad se hará en el área del camino de acceso y en la plataforma de perforación.

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.1.1.3.1.2 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 del pozo, 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 6. Principales componentes del equipo de perforación.

Unidad/Componente	Unidad/Componente
Malacate	Sistema de control y Conversión de Potencia

Unidad/Componente	Unidad/Componente
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 Cretácico Inferior y Jurásico Superior, de acuerdo a la correlación con el pozo Paso de Oro No. 1.

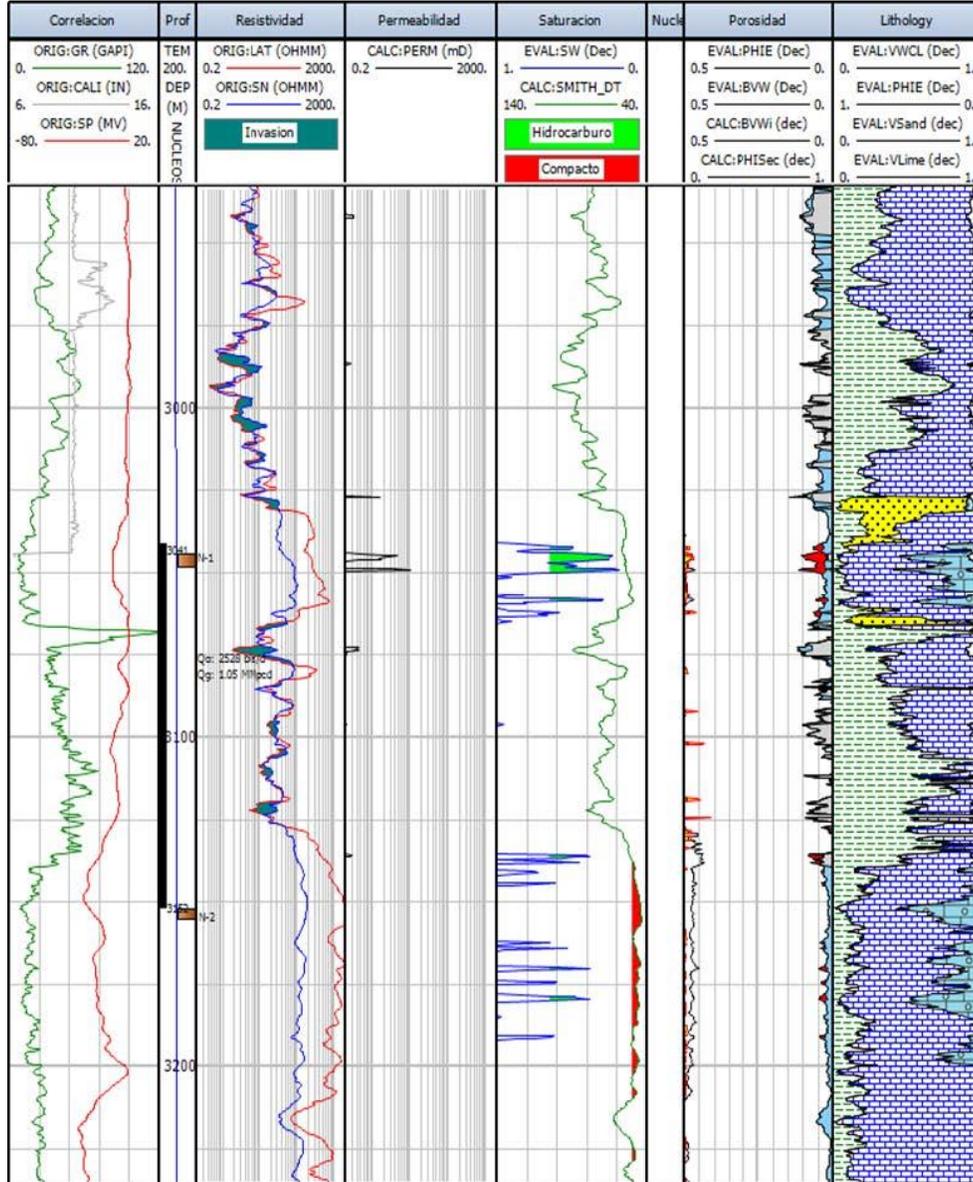


Figura 2. Evaluación petrofísica del pozo Paso de Oro No. 1

Fuente: Plan de Evaluación Campo Paso de Oro

Asimismo, se muestra el estado mecánico propuesto para la perforación del pozo Paso de Oro 1DL.

Secreto industrial (estado mecánico propuesto por el REGULADO). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

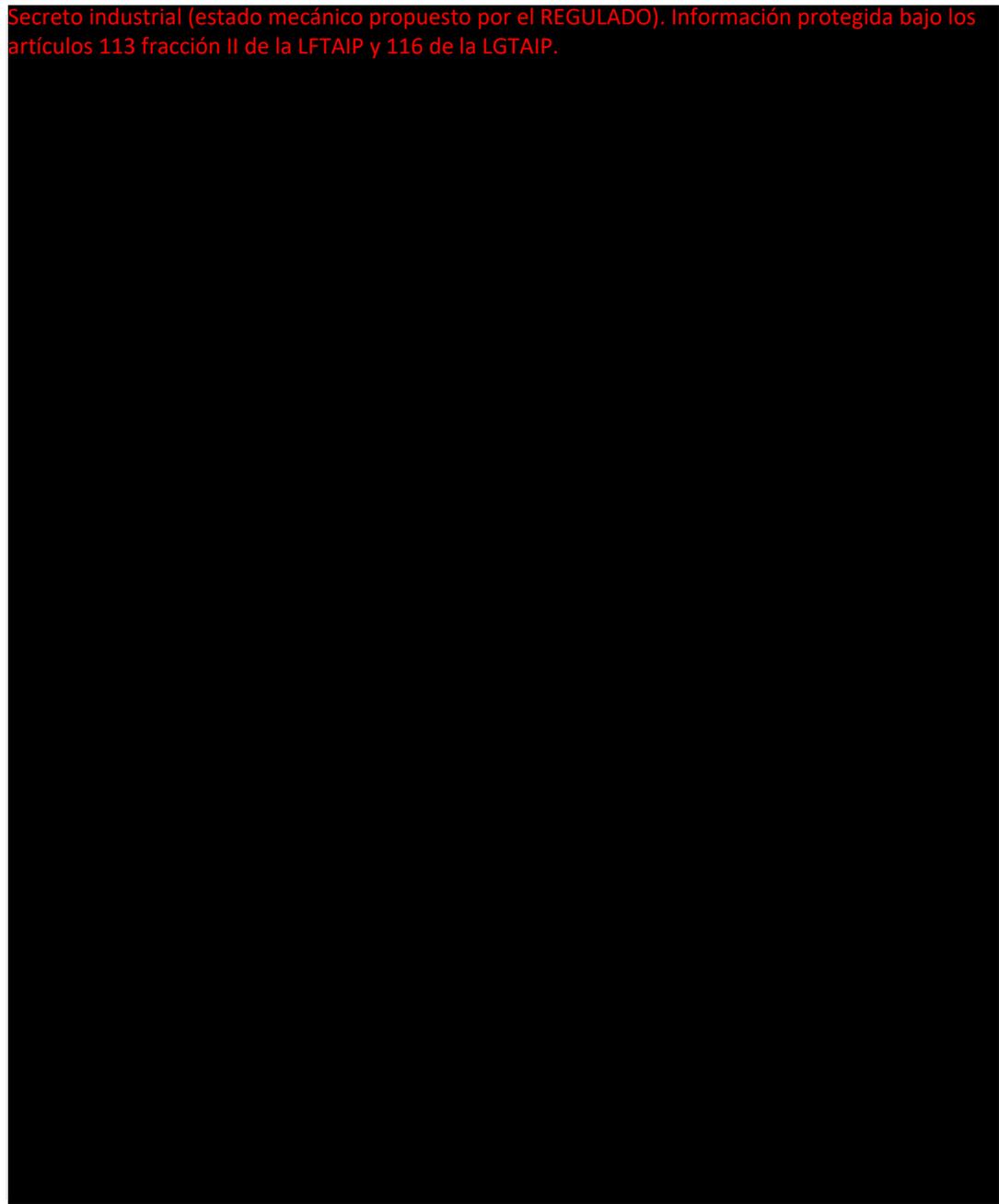


Figura 3. Estado mecánico del pozo Paso de Oro 1DL.  
Fuente: Plan de Evaluación Campo Paso de Oro.

### I.1.1.3.1.3 Proyecto sistema contraincendio.

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

Tabla 7. 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 <sub>2</sub>	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.

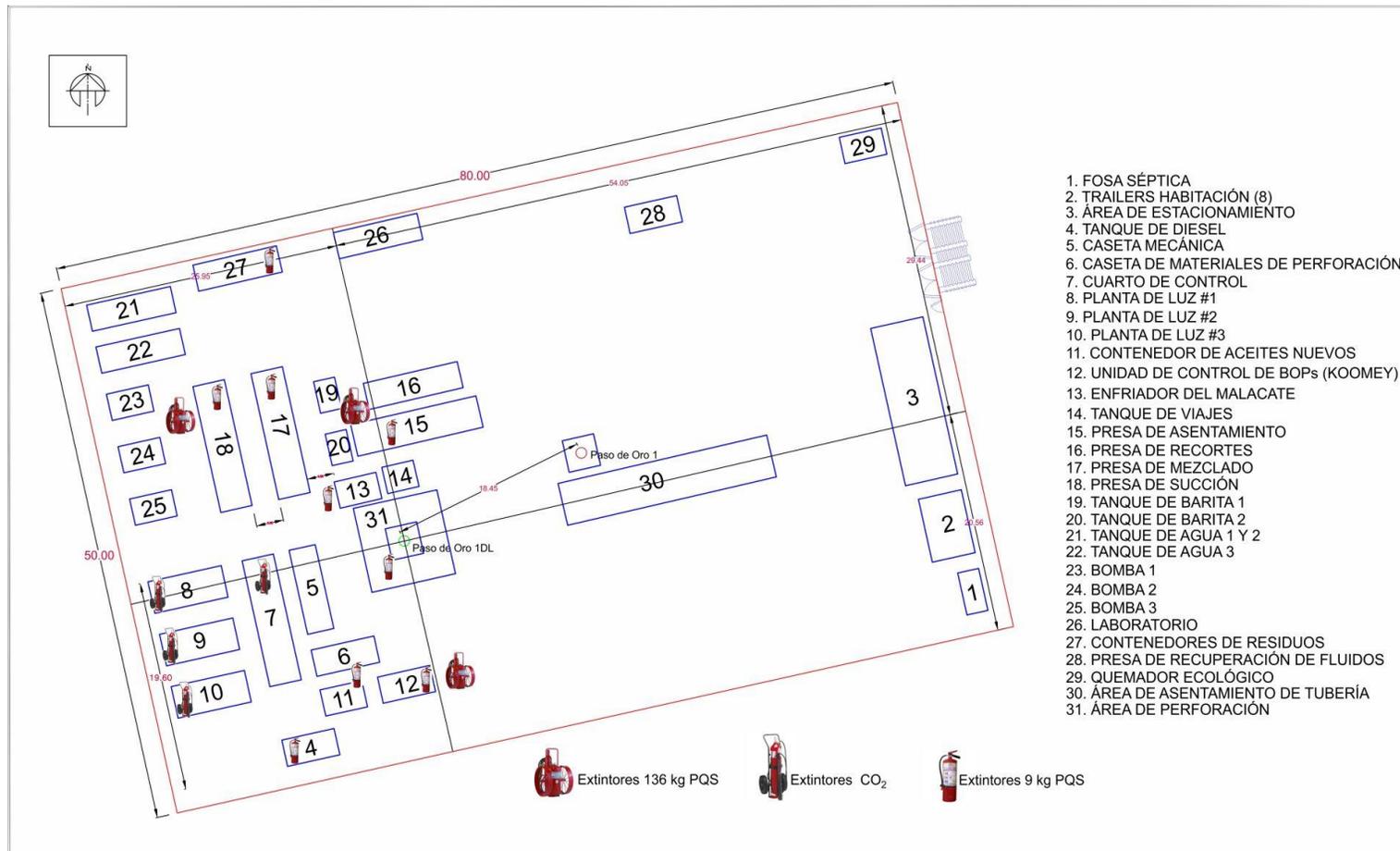


Figura 4. Ubicación de los extintores en el equipo de perforación.

### **I.1.1.3.2 Sistema de manejo de producción.**

Si el pozo a perforar resulta productor se construirá una línea de flujo de 3" Ø y se instalará un TBP con capacidad de 500 bls dentro de la plataforma como parte de la fase denominada *sistema de manejo de producción*. El sistema transportará la mezcla de crudo hacia el TBP, el cual se utilizará como tanque de medición y almacenamiento; en este sentido los criterios de diseño considerarán los códigos y normas establecidas para ductos y tanques de almacenamiento.

El diseño de la línea de flujo se realizará de acuerdo con 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 de acuerdo a 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.

En relación con 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).

En cuanto a los criterios de diseño para tanques de almacenamiento, observarán lo referido en la norma API 650 12° edición.

#### **I.1.1.3.2.1 Proyecto civil.**

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

Ductos:

- Topografía.
- Mecánica de suelos.
- Trazo del DDV.
- Excavación de zanja.
- Limpieza exterior de la tubería.
- Carga, transporte, acarreo y descarga de tubería.
- Doblado, tendido, alineado y soldado de tubería.
- Tapado de zanja con herramienta manual y/o con maquinaria.

Tanque a boca de pozo.

- Topografía
- Mecánica de suelos
- Cimentación de tanques atmosféricos.
- Diques de contención. Geomembrana o algún otro tipo de contención en caso de fugas o derrames

#### **I.1.1.3.2.2 Proyecto mecánico.**

**Suministro, montaje, armado y soldado del tanque de almacenamiento.** Las placas que conforman el fondo, cuerpo y techo del tanque deben ser maquinados 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.

El tanque será diseñado para ser fabricado con soldadura por el proceso de arco fusión y las soldaduras deben estar sujetas a radiografía de acuerdo a 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.
- 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.
- 5) Entrada hombre. Su tapa se fijará herméticamente, la tapa deberá ser de peso liviano para evitar lesiones al operario. La entrada hombre será utilizada para la inspección y limpieza interior.

**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.

#### **I.1.1.3.3 Proyecto sistema contraincendio.**

Durante la operación del sistema de manejo de producción se contará con extintores portátiles en la unidad móvil del recorrido de pozos los cuales serán utilizados ante cualquier conato de incendio, además durante las actividades de trasiego de combustible del TBP a los autotanques se colocarán mínimo dos extintores portátiles en lugares visibles, cercanos y de fácil acceso, dichos extintores formarán parte del sistema de seguridad de los autotanques.

## I.2 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO. Perforación del pozo.

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

**Perforación.** Consiste en la aplicación de un conjunto de técnicas y procesos, con la finalidad de construir un pozo, sea productor (de petróleo y gas) o inyector (de agua y vapor). El objetivo de una perforación es generar el menor daño posible al pozo, dentro del margen económico pre establecido, cumpliendo con las normas de seguridad y ambiente.

Los pozos se clasifican según su trayectoria en verticales, horizontales y direccionales, y según su propósito, en exploratorio o productor.

Las actividades de perforación se diseñarán en 4 etapas, consistiendo cada una, en perforar cierto espesor de rocas y posteriormente entubarlo para protección o evitar el colapso y taponamiento del agujero; principalmente para evitar 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 8. Especificaciones de la perforación del pozo Paso de Oro 1DL.

Conceptos	Perforación direccional "J" Paso de Oro 1DL
Posible ubicación	Coordenadas de ubicación (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP
Geometría (pg)	16", 13 3/8", 9 5/8", 7"
Profundidad TV(m)	50, 300, 2000, 3300
Profundidad TD (m) KOP 2050	50, 300, 2250, 4100
Diseño de tuberías	16" J-55 84# 13 3/8" J-55 54.5# 9 5/8" P-110 47# 7" N-80 29#
Núcleos	Cuatro cortes de núcleo con corona
Registros	Sónico Dipolar, Resistividad, Rayos Gamma Espectral, Neutrón – Densidad, Registro de Imágenes Micro-resistivas, Registro de Hidrocarburos (Muestras de Canal), Registro Ultrasónico de Cementación
Cementaciones	TR 16" de 0 – 50 m TR 13 3/8" de 0 – 300 m TR 9 5/8" de 0 – 2100 m TR 7" de 0 – 4100 m
Direccional	MWD/LWD
Terminación	* Sencilla (TP 2 7/8" N-80 6.5#) con

Secreto industrial, artículo 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

Conceptos	Perforación direccional "J" Paso de Oro 1DL
	empacador recuperable y camisa deslizante. * Se fracturará el pozo utilizando 5 camisas deslizantes distribuidas en los tres intervalos a explotar, utilizando empacadores hinchables.
Tecnologías	a) Utilización de barrenas con nuevos diseños. b) Se tomarán registros de última generación
Distancia entre pozos (m)	50
Tiempo de ejecución (día)	Perforación 60 / Terminación 15
Equipo	Convencional Diésel Eléctrico de 1,500 hp
Otras	Se perforará direccional con ángulo máximo de desviación de 30°, severidad máxima de 3°, desplazamiento máximo de 1250 metros e incertidumbre al objetivo de 20 m
Mediciones y Aforos	A Boca de Pozo

Fuente: Plan de Evaluación Campo Paso de Oro, 2017 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.

### **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.**

**Productos.** La composición del gas-aceite proveniente de los pozos petroleros, por lo general son mezclas heterogéneas de compuestos orgánicos en el cual se puede presentar asociado a capas de gas natural, que estos 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 ( $\text{CH}_4$ ), etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) y butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ). Todos los miembros alcanos son inertes, es decir, no reaccionan fácilmente a temperaturas ordinarias con reactivos como los ácidos, los álcalis o los oxidantes.

En la siguiente tabla se enlistan los componentes que forman parte de los productos esperados.

Tabla 9. Componentes y propiedades de los productos a manejar.

Componente		Peso molecular	Mezcla (% mol)	Gas (% mol)
H <sub>2</sub> O	Agua	18.015	21.845	0.000
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono	44.01	2.488	2.488
N <sub>2</sub>	Nitrógeno	28.013	2.402	2.402
H <sub>2</sub> S	Ácido sulfhídrico	34.076	0.065	0.065
C1	Metano	16.043	14.689	58.757
C2	Etano	30.07	1.368	17.183
C3	Propano	44.097	0.150	13.211
IC4	i-Butano	58.124	0.085	1.463
NC4	n-Butano	58.124	0.459	3.101
IC5	i-Pentano	72.151	0.467	0.499
NC5	n-Pentano	72.151	0.909	0.502
NC6	Hexanos	86.18	2.875	0.331
MCYCL-C5	metilciclopentano	84.162	0.696	0.000
Benceno	benceno	78.11	0.508	0.000
CYCL-C6	ciclohexano	84.16	0.760	0.000
MCYCL-C6	metilciclohexano	98.189	1.015	0.000
Tolueno	Tolueno	92.13	0.932	0.000
C2-Benceno	etilbenceno	106.17	1.025	0.000
M&P-Xileno	M&P-Xileno	106.17	0.623	0.000
O-Xileno	O-Xileno	106.17	0.668	0.000
NC7+	Heptanos +	100.21	45.974	0.000
<b>Total</b>			100.000	100.000

Tabla 10. Características CRETIB de los productos a manejar.

Nombre comercial	Nombre técnico	CAS <sup>1</sup>	Estado físico	Almacenamiento	* Producción estimada	Características CRETIB <sup>2</sup>					
						C	R	E	T	I	B
Gas asociado (gas natural)	Gas natural	74-82-8	Gas	Proceso continuo	0.240 (MMPCD)			x		x	
Mezcla	Petróleo	8002-05-9	Líquido	Proceso continuo	1,000 (BPD)				x	x	

<sup>1</sup>CAS: Chemical Abstract Service

<sup>2</sup>Características de peligrosidad: C: corrosivo; R: reactivo; E: Explosivo; T: toxico. I: inflamable; B: Biológico Infeccioso

\*Los pronósticos de producción están basados en la información del disco de datos que la CNH proporcionó al Regulado. (Fuente Plan de evaluación Campo Paso de Oro).

El fluido es un aceite mediano de 28 °API, con una presión de burbuja de 173.7 Kg/cm<sup>2</sup>, a condiciones de presión superficiales el aceite del yacimiento presenta una densidad de 0.9017 gr/cm<sup>3</sup>. El análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT) del pozo Hallazgo-102 fue seleccionado como el representativo del campo en la formación San Andrés del Jurásico Superior, tomándose muestras de aceite para el PVT a una profundidad de muestreo de (3, 210 mbmr). Los valores reportados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 11. Propiedades de la mezcla.

Parámetro	Valor
°API	28
Bo (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1.3568
RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	93
Densidad (gr/cm <sup>3</sup> )	0.7471
Viscosidad (Cp)	1.0647
Pb (kg/cm <sup>2</sup> )	173.7

Fuente: Resumen Ejecutivo Campo Paso de Oro (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 mediano de 28° API contiene compuestos formados por sustancias como metano, ácido sulfhídrico, etano, entre otros, enunciadas en el Segundo listado publicado en el DOF el 4 de mayo de 1992, la actividad a desarrollar en el Proyecto se considera altamente riesgosa.

Para la mezcla, se observa que en el segundo listado de actividades altamente riesgosas se encuentran, el metano en mayor proporción, ácido sulfhídrico, etano, butano y propano, con una menor proporción. El metano se enlista con una cantidad de reporte de 500 kg, la cantidad de manejo en el pozo es mayor.

En el siguiente punto se enlistan 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., su cantidad de reporte son 50,000 kg, la cantidad a utilizar es menor a la cantidad de reporte.

### I.2.3 Hojas de seguridad.

En este apartado se incluye el listado de materiales químicos que serán almacenados en la perforación del pozo. Las hojas de seguridad de los productos y materiales forman parte del presente documento.

Anexo 1. Hojas de datos de seguridad de sustancias peligrosas.

Tabla 12. Sustancias químicas. Perforación de pozos.

Nombre comercial	Nombre técnico	CAS <sup>1</sup>	Estado físico	Características CRETIB <sup>2</sup>					
				C	R	E	T	I	B
Diésel	Diésel	68334-30-5	líquido	-	-	-	x	x	-
Cal	Hidróxido de Calcio Ca (OH) <sub>2</sub>	1305-62-0	Sólido	-	-	-	-	-	-
Agua	Agua	7732-18-5	Líquido	-	-	-	-	-	-
Barite	Barita	7727-43-7	Sólido	-	-	-	x	-	-
Detergente	SD	SD	Líquido	-	-	-	-	-	-
Cemento	SD	SD	Sólido	-	-	-	-	-	-

Nombre comercial	Nombre técnico	CAS <sup>1</sup>	Estado físico	Características CRETIB <sup>2</sup>					
				C	R	E	T	I	B
Nitrógeno	Nitrógeno	7727-37-9	Gas	-	-	-	-	-	-
Gas L.P.	Gas L.P.	68476-85-7	Gas	-	-	-	-	x	-
HMX	Explosivo	2691-41-0	Sólido	-	-	-	x	-	-

<sup>1</sup>CAS: Chemical Abstract Service

<sup>2</sup>Características de peligrosidad: C: corrosivo; R: reactivo; E: Explosivo; T: toxico. I: inflamable; B: Biológico Infeccioso

## I.2.4 Almacenamiento.

Durante la *perforación del pozo* 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 13. Materiales y su capacidad de almacenamiento. Perforación de pozos.

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

#### 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).

Tabla 14. Condiciones de operación.

Parámetro	Condiciones
Ø de la tubería	2 7/8" (T.P.)
Sustancia	Mezcla de hidrocarburo
Estado físico	Líquido
°API	28
Densidad gr/cm <sup>3</sup>	0.7471
Presión de saturación del yacimiento (kg/cm <sup>2</sup> )	253
Temp yacimiento (°C)	100
*Gasto BPD	1,000

\*Los pronósticos de producción están basados en la información del disco de datos que la CNH proporcionó al Regulado. (Fuente Plan de evaluación Campo Paso de Oro).

Las condiciones previamente presentadas corresponden al yacimiento del Campo Paso de Oro, se adjunta diagrama de tubería e instrumentación (DTI).

Anexo 2. Planos Diagramas de tubería e instrumentación (DTI's). Perforación del pozo Paso de Oro 1DL.

#### 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.

El diseño y la construcción de un PCR debe 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.

El PCR incluye los siguientes sistemas:

- 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 deben ser 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 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO. Sistema de manejo de producción.**

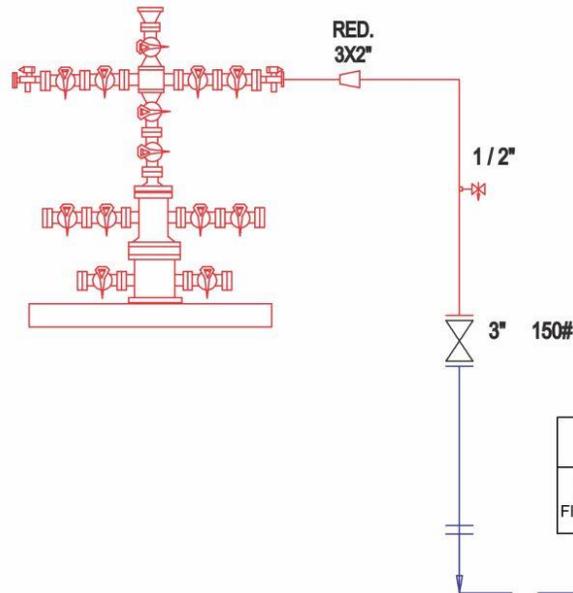
### **I.4.1 Descripción del sistema de manejo de producción.**

Una vez terminados los trabajos de perforación y actividades de terminación y si el pozo resulta productor, se llevará a cabo la construcción dentro de la plataforma del pozo, del *sistema de manejo de producción*, el cual consiste de una línea de flujo o línea de descarga de 3" Ø y la instalación de un TBP con capacidad de 500 bls.

La línea de flujo transportará la mezcla de crudo hacia el TBP, el cual funcionará para medir y almacenar la producción del pozo a perforar.

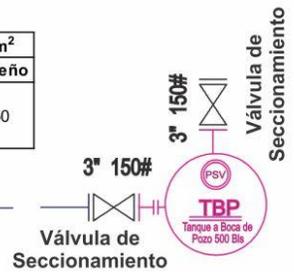
Sustancia	Estado físico	°API	Densidad gr/cm <sup>3</sup>	Presión a boca de pozo (kg/cm <sup>2</sup> )	Temp. a boca de pozo (°C)	*Gasto BPD
Mezcla de hidrocarburo	Líquido	28	0.7471	50-60	50-60	1,000

**POZO PASO DE ORO 1DL**



Ducto	Trayecto	Longitud (m)	Sustancia	Estado físico	Flujo * Aceite (BPD)	Temperatura °C		Presión kg/cm <sup>2</sup>	
						Operación	Diseño	Operación	Diseño
Línea de Flujo de 3" Ø	Árbol de válvulas a TBP	49.70	Mezcla Crudo (agua, aceite-gas)	Líquido	1,000	32	45	5-10	50

Línea de flujo de 3 Ø x 49.70 m



Equipo	Tipo	Altura (m)	Ø metros	Función	Capacidad Bis	Presión	Temperatura °C
TBP	Cúpula fija	5.4	4.58	Almacenamiento	500	Atmosférica	32

Figura 5. Esquema del sistema de manejo de producción.

**I.4.2 Listar todas las materias primas, productos, y subproductos manejados en el proceso, señalando aquellas que se encuentren en los Listados de Actividades Altamente riesgosas.**

**Productos.** La sustancia transportada y almacenada estará en forma de mezcla.

Tabla 15. Componentes y propiedades de los productos.

Componente		Peso molecular	Mezcla (% mol)
H <sub>2</sub> O	Agua	18.015	21.845
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono	44.01	2.488
N <sub>2</sub>	Nitrógeno	28.013	2.402
H <sub>2</sub> S	Ácido sulfhídrico	34.076	0.065
C1	Metano	16.043	14.689
C2	Etano	30.07	1.368
C3	Propano	44.097	0.150
IC4	i-Butano	58.124	0.085
NC4	n-Butano	58.124	0.459
IC5	i-Pentano	72.151	0.467
NC5	n-Pentano	72.151	0.909
NC6	Hexanos	86.18	2.875
MCYCL-C5	metilciclopentano	84.162	0.696
benceno	benceno	78.11	0.508
CYCL-C6	ciclohexano	84.16	0.760
MCYCL-C6	metilciclohexano	98.189	1.015
Tolueno	Tolueno	92.13	0.932
C2-Benceno	etilbenceno	106.17	1.025
M&P-Xileno	M&P-Xileno	106.17	0.623
O-Xileno	O-Xileno	106.17	0.668
NC7+	Heptanos +	100.21	45.974
<b>Total</b>			100.000

### I.4.3 Hojas de seguridad.

En este apartado se incluye el listado de materiales químicos que serán utilizados en la construcción, operación y mantenimiento del *sistema de manejo de producción*. Las hojas de seguridad de los productos y materiales forman parte del Anexo 1 Hoja de Datos de Seguridad del presente documento.

Tabla 16. Sustancias químicas. Sistema de manejo de producción.

Nombre comercial	Nombre técnico	CAS <sup>1</sup>	Estado físico	Características CRETIB <sup>2</sup>					
				C	R	E	T	I	B
Diésel	Diésel	68334-30-5	Líquido	-	-	-	x	x	-
Bentonita	Bentonita	1302-78-9 14808-60-7 14464-16-1 15468-32-3 13397-24-5	Sólido	-	-	-	-	-	-

Nombre comercial	Nombre técnico	CAS <sup>1</sup>	Estado físico	Características CRETIB <sup>2</sup>					
				C	R	E	T	I	B
RA-26	Recubrimiento epóxico catalizado con poliamida	110-43-0 64-17-5 25085-99-8 1330-20-7 14807-96-6 7779-90-0	Líquido	-	-	-	x-	x-	-

<sup>1</sup>CAS: Chemical Abstract Service

<sup>2</sup>Características de peligrosidad: C: corrosivo; R: reactivo; E: Explosivo; T: toxico. I: inflamable; B: Biológico Infeccioso

#### I.4.4 Almacenamiento.

La capacidad máxima de producción en este proceso será de 1,000 BPD, en la línea de flujo se transportará de forma continua hacia su almacenamiento en TBP cuya capacidad de almacenamiento será de 500 bls.

#### I.4.5 Pruebas de verificación.

Las pruebas de verificación en el sistema de manejo de producción serán las siguientes aplicadas para la línea de flujo y TBP.

**Prueba hidrostática.** Todos los equipos deben someterse a una prueba hidrostática para comprobar su hermeticidad. El equipo mínimo necesario para la realización de la prueba a 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.

Todos los dispositivos de seguridad como limitadores de presión, válvulas de relevo, reguladores de presión y equipo de control, deben ser 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 debe reemplazar por otro que satisfaga todos estos requerimientos. Al comprobar satisfactoriamente las pruebas de las tuberías, se deben hacer todas las conexiones necesarias para eliminar el agua por medio de diablos.

**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.

**Protección mecánica anticorrosiva.** 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.

**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.

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.5 CONDICIONES DE OPERACIÓN. Sistema de manejo de producción.**

### **I.5.1 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).**

Una vez que se inicia con la extracción de la mezcla del subsuelo, este fluye hacia la superficie a través de la tubería de perforación de 2 7/8" Ø. Las condiciones de operación en la superficie (a boca de pozo) se presentan a continuación.

Tabla 17. Condiciones de operación a boca de pozo.

Sustancia	Estado físico	°API	Densidad gr/cm <sup>3</sup>	Presión a boca de pozo kg/cm <sup>2</sup>	Temperatura a boca de pozo °C	*Gasto BPD
Mezcla de hidrocarburo	Líquido	28	0.7471	50-60	50-60	1,000

\*Los pronósticos de producción están basados en la información del disco de datos que la CNH proporcionó al Regulado. (Fuente Plan de evaluación Campo Paso de Oro)

La mezcla es transportada mediante la línea de flujo hacia el TBP, las condiciones de operación de son las siguientes:

Tabla 18. Condiciones de operación línea de flujo.

Ducto	Trayecto	Longitud m	Sustancia	Estado físico	Flujo *		Temperatura °C		Presión Kg/cm <sup>2</sup>	
					Aceite BPD	Operación	Diseño	Operación	Diseño	
Línea de Flujo de 3" Ø	Árbol de válvulas a TBP.	49.70	Mezcla Crudo (agua, aceite-gas)	Líquido	1,000	32	45	5-10	50	

\*Los pronósticos de producción están basados en la información del disco de datos que la CNH proporcionó al Regulado. (Fuente Plan de evaluación Campo Paso de Oro).

Tabla 19. Condiciones de operación tanque a boca de pozo.

Equipo	Tipo	Altura m	Ø m	Función	Capacidad Bls	Presión	Temperatura °C
Tanque a boca de pozo	Cúpula fija	5.4	4.58	Almacenamiento	500	Atmosférica	32

Anexo 3. Planos Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's) del sistema de manejo de producción.

## I.6 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.

### I.6.1 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 2016 se recibieron 1,961 emergencias ambientales de las cuales 1,822 fueron provocadas por derrames de hidrocarburos y otras sustancias químicas, representando el 92.9% del total de las emergencias ambientales reportadas.



Figura 6. Emergencias notificadas en 2016.

Fuente. Informe de actividades 2016, 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.

Para julio de 2017 Pemex contaba con 5,806 reportes de tomas clandestinas en todo el país, mientras que en el estado de Veracruz se tenía un reporte de 611 tomas, situación alarmante tanto económica como ambiental, ya que la mayor parte de estas son descubiertas por la existencia de alguna fuga o derrame.

Asimismo, 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.

### **I.6.2 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 de las obras tipo que conforman 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 ¿Qué pasa sí? (What if) para analizar las actividades de perforación y la metodología HAZOP para el análisis del *sistema de manejo de producción* dentro del cual se incluye desde el árbol de válvulas, la línea de flujo hasta el TBP. Ambas técnicas involucran 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 un proceso 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.

El utilizar la metodología ¿Qué pasa sí? ofrece ventajas y desventajas; entre las que se encuentran:

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.

## **Metodología HAZOP**

Para la identificación de riesgos en la línea de flujo y el TBP (*sistema de manejo de producción*) 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 20. 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 guía 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 presentan en la siguiente figura.

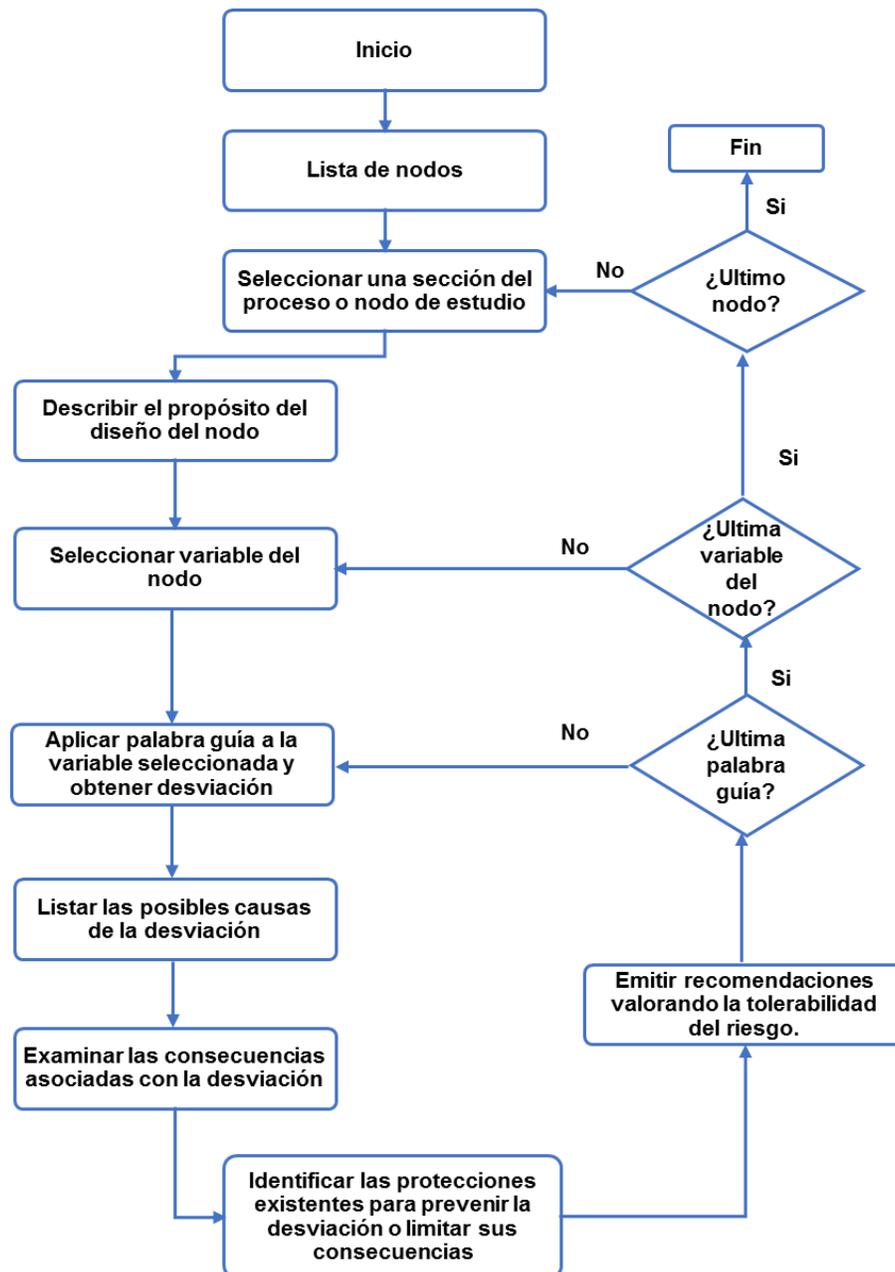


Figura 7. Pasos para realizar HAZOP.

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 muestran los resultados de la aplicación de las metodologías antes descritas.

## **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.

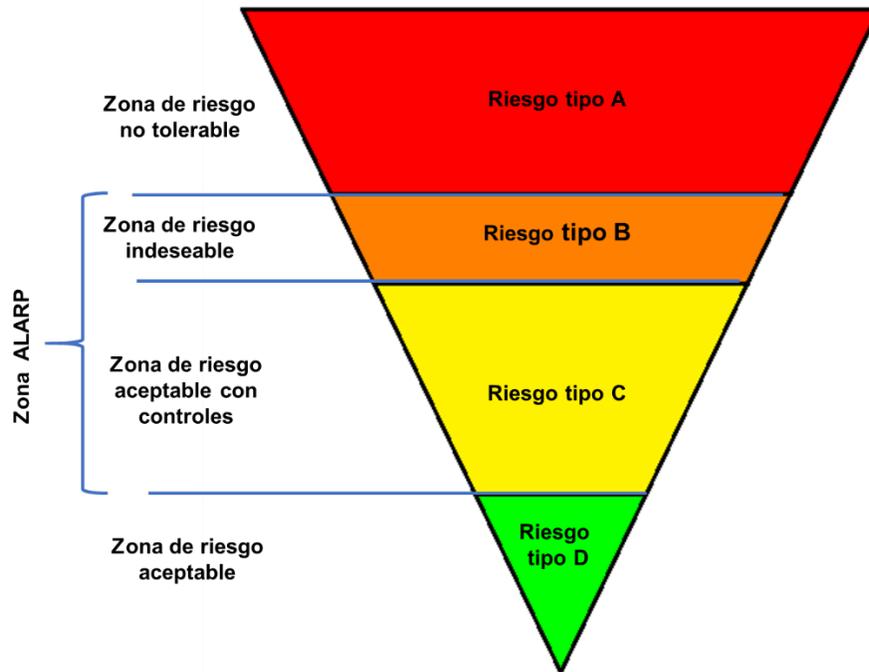


Figura 8. Zonas y tipos de riesgo.

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 21. 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	$\geq 1.0$ ( $\geq 1 \times 10^0$ )
F5	Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 1 año y hasta 5 años	$\geq 0.2$ a $< 1.0$ ( $\geq 2 \times 10^{-1}$ a $1 \times 10^0$ )
F4	Poco frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 5 años y hasta 10 años	$\geq 0.1$ 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	$\geq 0.01$ 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	$\geq 0.001$ 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	$\geq 0.0001$ 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 22. 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) <sup>(1)</sup>	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		<b>31,064</b>	<b>38.7</b>

 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)	Tipo	Costo*
Mínima	108	0.2	Aceite	80.0 USD/B
Máxima	31,064	38.7	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 $1.5 \times 10^{-1}$ a $1.49 \times 10^{-2}$ (MMUSD/día) FRR 10	
C5 (mayor)	De $1.5 \times 10^0$ a $1.49 \times 10^1$ (MMUSD/día) FRR 10	← Util. Máx. de la instalación 2.5 x 10 MMUSD/Día
C4 (grave)	De $1.5 \times 10^{-1}$ a $1.49 \times 10^{-0}$ (MMUSD/día) FRR 10	← Util. Prom. de la instalación 1.5 x 10 <sup>-1</sup> MMUSD/Día
C3 (moderado)	De $1.5 \times 10^{-2}$ a $1.49 \times 10^{-1}$ (MMUSD/día) FRR 10	
C2 (menor)	De $1.5 \times 10^{-3}$ a $1.49 \times 10^{-2}$ (MMUSD/día) FRR 10	← Util. Mín. de la instalación 8.64 x 10 <sup>-3</sup> MMUSD/Día
C1 (Despreciable)	De $1.5 \times 10^{-4}$ a $1.49 \times 10^{-3}$ (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 $1.5 \times 10^1$ a $1.49 \times 10^2$
5 (mayor)	De 1'500,000.00 a 14,999,000.00	De $1.5 \times 10^0$ a $1.49 \times 10^1$
4 (grave)	De 150,000.00 a 1'499,999.00	De $1.5 \times 10^{-1}$ a $1.49 \times 10^0$
3 (moderado)	De 15,000.00 a 149,999.00	De $1.5 \times 10^{-2}$ a $1.49 \times 10^{-1}$
2 (menor)	De 1,500.00 a 14,999.00	De $1.5 \times 10^{-3}$ a $1.49 \times 10^{-2}$
1 (Incidente sin consecuencias)	De 150.00 a 1,499.00	De $1.5 \times 10^{-4}$ a $1.49 \times 10^{-3}$

Util. Máx. de la instalación  $2.5 \text{ MMUSD/Día}$

Util. Prom. de la instalación  $1.5 \times 10^{-1} \text{ MMUSD/Día}$

Util. Mín. de la instalación  $8.64 \times 10^{-3} \text{ MMUSD/Día}$

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.

		CONSECUENCIA					
		C1	C2	C3	C4	C5	C6
FRECUENCIA	F6	C	B	A	A	A	A
	F5	C	C	B	B	A	A
	F4	D	C	C	B	B	A
	F3	D	C	C	C	B	A
	F2	D	D	C	C	C	B
	F1	D	D	D	D	C	C

Tipo de riesgo	Descripción
A	Riesgo no tolerable
B	Riesgo indeseable
C	Riesgo aceptable con controles
D	Riesgo tolerable

Daños al personal							Daños a la población							Daños al ambiente							Daños a la instalación y/o producción						
	C1	C2	C3	C4	C5	C6		C1	C2	C3	C4	C5	C6		C1	C2	C3	C4	C5	C6		C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6	C	B	A	A	A	A	F6	C	B	A	A	A	A	F6	C	B	A	A	A	A	F6	C	B	A	A	A	A
F5	C	C	B	B	A	A	F5	C	C	B	B	A	A	F5	C	C	B	B	A	A	F5	C	C	B	B	A	A
F4	D	C	C	B	B	A	F4	D	C	C	B	B	A	F4	D	C	C	B	B	A	F4	D	C	C	B	B	A
F3	D	C	C	C	B	A	F3	D	C	C	C	B	A	F3	D	C	C	C	B	A	F3	D	C	C	C	B	A
F2	D	D	C	C	C	B	F2	D	D	C	C	C	B	F2	D	D	C	C	C	B	F2	D	D	C	C	C	B
F1	D	D	D	D	C	C	F1	D	D	D	D	C	C	F1	D	D	D	D	C	C	F1	D	D	D	D	C	C

Figura 9. Matriz de jerarquización de riesgos.

**I.6.2.1 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.6.2.1.1 Resultados de la aplicación de la metodología. Perforación de pozo.**

Para realizar un mejor análisis mediante la metodología ¿Qué pasa sí?, en la *perforación del pozo* Paso de Oro 1DL, el proceso se dividió en subsistemas, los cuales se mencionan a continuación.

Tabla 23. Subsistemas. Perforación del pozo Paso de Oro 1DL.

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 ⅜" 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 / Actividades de perforación.	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.

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

Anexo 4. Registros generados para el análisis del proceso de perforación del pozo Paso de Oro 1DL, 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 24. Jerarquización global. Perforación de pozos.

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	12	54	74
D	Tolerable	56	64	52	10	182
<b>Total de desviaciones</b>		64	64	64	64	256

En total se analizaron 64 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, 12 al ambiente y 54 con afectaciones a la instalación y/o producción. Los escenarios que se encuentra en esta zona pueden presentar una situación de riesgo aceptable siempre y cuando se establezcan controles como disciplina 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), que comprenden 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 capacitación al personal, lo anterior con el propósito de que el nivel de riesgo se mantenga en ese nivel.

Anexo 5. Jerarquización de nodos. Perforación del pozo Paso de Oro 1DL.

### **I.6.2.1.2 Resultados de la aplicación de la metodología. Sistema de manejo de producción.**

Por otra parte, el *sistema de manejo de producción* fue analizado mediante la metodología HAZOP, para la cual el proceso se dividió en 3 nodos, cuya delimitación se puede observar en el DTI incluido como anexo en el presente estudio.

Tabla 25. Lista de nodos Sistema de manejo de producción.

No.	Nodo de estudio	Intención de diseño
1	Árbol de válvulas	Controlar y dirigir la producción del Pozo Paso de Oro 1DL
2	Línea de flujo	Conducir la mezcla de hidrocarburo del pozo Paso de Oro 1DL al Tanque a Boca de Pozo (TBP) con una presión de 5 a 10 kg/cm <sup>2</sup>
3	Tanque a boca de pozo (TBP).	Recibir el hidrocarburo proveniente del pozo Paso de Oro 1DL, para su almacenamiento temporal, a presión atmosférica y temperatura de 32° C.

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

Anexo 6. Registros generados para el análisis del proceso del sistema de manejo de producción, metodología HAZOP.

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 26. Jerarquización global. Sistema de manejo de producción.

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	4	0	13	0	17
D	Tolerable	10	14	1	14	39
<b>Total de desviaciones</b>		14	14	14	14	14

Se analizaron un total de 14 escenarios, cada uno con diferentes afectaciones hacia los cuatro receptores ya mencionados.

Conforme a los resultados obtenidos de aplicación de la matriz de riesgo en el *sistema de manejo de producción* del pozo Paso de Oro 1DL, 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), solo se presentan afectaciones hacia los receptores personal (4) y ambiente (13). Mientras que la mayoría de las afectaciones identificadas para los cuatro receptores se encuentra en la zona de riesgo denominada tolerable (tipo D).

Anexo 7. Jerarquización de nodos. Sistema de manejo de producción.

## **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 27. 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 utilizado

La determinación de los radios potenciales de los eventos máximos probables se realizó mediante la aplicación de los modelos matemáticos de los softwares SCRI MODELOS "Modelos Atmosféricos para Simulación de Contaminación y Riesgos en Industrias", versión 4.4 y el software SCRI FUEGO "Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones", versión 1.4. ambos desarrollados por la compañía Dinámica Heurística.

El software SCRI MODELOS, es un conjunto de herramientas para simular escenarios de afectación bajo diferentes condiciones de fugas, derrames o emisiones continuas, en diversos escenarios meteorológicos. Se basa en algoritmos de cálculo, como los modelos de emisiones de productos tóxicos y/o inflamables, que utilizan los algoritmos del modelo "Industrial Source Complex" (ISC3) de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA); y los modelos para evaluar las consecuencias de emisiones accidentales de emisiones más densas que el aire como los algoritmos del modelo SLAB desarrollado por Lawrence Livermore National Laboratory.

Entre los eventos que pueden ser simulados por SCRI MODELOS se encuentran:

- Emisiones puntuales o de áreas para gases ligeros.
- Emisión de chorro vertical o de chimenea para gases pesados.
- Emisión por evaporación de un derrame.
- Emisión de chorro horizontal.
- Emisión instantánea de corta duración.
- Sobrepresión provocada por nubes explosivas.

Por otra parte, el software SCRI FUEGO 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.

Para este proyecto la determinación de la toxicidad (concentración) se utilizó el software SCRI MODELOS. Mientras que el software SCRI FUEGO se empleó para la simulación de inflamabilidad (radiación térmica) y explosividad (sobrepresión).

**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 apartado I.3 y I.5 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-GDOESSPA-CT-001 Rev. 1), donde se establecen los siguientes requerimientos.

Tabla 28. 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 <sup>(1)</sup>	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 <sup>(1) (2)</sup> .	
	Inflamable explosiva	Ruptura catastrófica del recipiente o ruptura de línea de proceso o ducto <sup>(2)</sup> .	
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		

<sup>(1)</sup> Considerar que la fuga ocurre a nivel del piso.

<sup>(2)</sup> 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-GDOESSPA-CT-001 Rev. 1), estiman las consecuencias de acuerdo con la siguiente tabla.

Tabla 29. Diámetro equivalente de fuga (DEF).

<b>Para el caso alternativo</b>	Líneas de proceso: 3/4" ≤ DN ≤ 2"	DEF= 1.00 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso.
	Línea de proceso: 2" < DN ≤ 4"	DEF= 0.30 veces del diámetro nominal (DN) de línea de proceso.
	Línea de proceso o ductos de transporte: 6" ≤ 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.
<b>Para el caso más probable</b>	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 bloque 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 a el área del proyecto se encuentra aproximadamente a 13 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/cm<sup>2</sup>)

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 30. 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 31. 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.

La dirección del viento se determinó con base en datos históricos reportados por la estación de monitoreo de la calidad del aire Poza Rica, la cual se considera de mayor cercanía al SA, de acuerdo con los reportes se determina 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 del 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 32. Niveles de radiación

Radiación	Descripción
37.5 Kw/m <sup>2</sup>	Suficiente para provocar daños en equipos de proceso.
12.5 Kw/m <sup>2</sup>	Energía mínima requerida para que la madera se prenda, por contacto con fuego, fusión de tubería de plástico.
5.0 Kw/m <sup>2</sup>	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 <b>LÍMITE DE ZONA DE ALTO RIESGO</b> .
1.4 Kw/m <sup>2</sup>	Es el flujo térmico equivalente al del sol en verano y al medio día. Este límite se considera como <b>ZONA DE AMORTIGUAMIENTO</b> .

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 proyecto se identifican las zonas de alto riesgo (5 Kw/m<sup>2</sup>) y la zona de amortiguamiento (1.4 Kw/m<sup>2</sup>).

**- Niveles de sobrepresión por explosión.**

En la determinación de radios y/o zonas de afectación por onda expansiva se utilizaron los niveles de sobrepresión que a continuación se describen.

Tabla 33. Niveles de sobrepresión.

Presión	Descripción
1.0 lb/pulg <sup>2</sup> (0.07 kg/cm <sup>2</sup> )	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 <b>ZONA DE ALTO RIESGO</b> .
0.5 lb/pulg <sup>2</sup> (0.035 kg/cm <sup>2</sup> )	La sobrepresión a la que se presentan rupturas 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 <b>ZONA DE AMORTIGUAMIENTO</b> .

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.

**- Toxicidad**

Para determinar los radios y/o zonas de afectación por concentración de materiales tóxicos se utilizaron los valores de concentración referenciados al TLV<sub>8</sub> o TLV<sub>15</sub> 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 34. 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 <b>ZONA DE ALTO RIESGO</b> . Para el caso del ácido sulfhídrico, el valor del IDLH es de 100 ppm.
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. <b>ZONA DE AMORTIGUAMIENTO</b> .
TLV15	Concentración máxima a la que la mayoría de los trabajadores pueden exponerse por un periodo continuo 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.

Crterios 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.

#### - **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 8. Memoria de cálculo para la determinación del caudal e inventario de fuga.

### **II.1.2 Escenarios de riesgo planteados.**

Los análisis ¿Qué pasa sí? y 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.1.2.1 Escenarios de Riesgo. Perforación del pozo.

Tabla 35. Catálogo de escenarios de riesgo. Perforación del pozo.

Clave del escenario	Nodo / subsistema	Descripción	Tipo de evento
01-PO1DL-PERF	Cuarta etapa de perforación con barrena tricónica de 8 ½" Ø para TR de 7" Ø.	Brote del pozo durante la etapa de perforación, por fuga de hidrocarburo a través de la TP de 2 7/8 pulgadas de diámetro.	Peor caso
02-PO1DL-PERF	Tercera etapa de perforación con barrena tricónica de 12" Ø para TR de 9 5/8 "Ø.	Fuga de hidrocarburo 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 asociado (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.1.2.1.1 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 36. Consideraciones. Escenario 01-PO1DL-PERF.

**Nodo/Subsistema:** Cuarta etapa de perforación con barrena tricónica de 8 ½" Ø para TR de 7" Ø / Actividades de perforación.

<b>Simulador utilizado:</b>		SCRI MODELOS, versión 4.4 SCRI FUEGO, versión 1.4		<b>Instalación:</b>		Paso de Oro 1 DL	
<b>Clave del escenario:</b>		01-PO1DL-PERF		<b>Tipo de evento:</b>		Peor caso	
<b>Descripción del escenario:</b>		Brote del pozo durante la etapa de perforación, por fuga de hidrocarburo a través de la TP de 2 7/8" Ø.					
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 <sup>2</sup>	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F	
Material o sustancia peligrosa bajo estudio							
<b>Nombre:</b>	Gas asociado (Metano)			<b>Fase:</b>	Gas		
Componente		% mol	Componente		% mol		
Dióxido de carbono		2.488	i-Butano		1.463		
Nitrógeno		2.402	n-butano		3.101		
Ácido sulfhídrico		0.065	i-pentano		0.499		
Metano		58.757	n-pentano		0.502		
Etano		17.183	Hexanos		0.331		
Propano		13.211					
Características del sitio en el que se encuentra la fuga							
<b>Área del dique (m<sup>2</sup>)</b>		No aplica		<b>Altura del dique (m)</b>		No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga							
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Altura hidráulica <sup>1</sup> (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga <sup>2</sup> (m)	
Tubería	100	253	No aplica	2 7/8"	vertical	0.7	
<b>Causas que originan la liberación</b>		Formación gaseosa en la cuarta etapa de perforación.					

<sup>1</sup>Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

<sup>2</sup>Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 37. Consideraciones. Escenario 02-PO1DL-PERF.

**Nodo/ Subsistema:** Tercera etapa de perforación con barrena tricónica de 12" Ø para TR de 9 5/8 "Ø.

<b>Simulador utilizado:</b>		SCRI MODELOS, versión 4.4 SCRI FUEGO, versión 1.4		<b>Instalación:</b>		Paso de Oro 1 DL	
<b>Clave del escenario:</b>		02-PO1DL-PERF		<b>Tipo de evento:</b>		Caso más probable	
<b>Descripción del escenario:</b>		Fuga de hidrocarburo 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 <sup>2</sup>	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F	
Material o sustancia peligrosa bajo estudio							
<b>Nombre:</b>		Gas asociado (Metano)		<b>Fase:</b>		Gas	
Componente		% mol		Componente		% mol	
Dióxido de carbono		2.488		i-Butano		1.463	
Nitrógeno		2.402		n-butano		3.101	
Ácido sulfhídrico		0.065		i-pentano		0.499	
Metano		58.757		n-pentano		0.502	
Etano		17.183		Hexanos		0.331	
Propano		13.211					
Características del sitio en el que se encuentra la fuga							
<b>Área del dique (m<sup>2</sup>)</b>		No aplica		<b>Altura del dique (m)</b>		No aplica	
Datos del recipiente y características de la fuga							
Tipo de recipiente	Temperatura °C	Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Altura hidráulica <sup>1</sup> (m)	Diámetro de la fuga	Dirección de la fuga	Elevación de la fuga <sup>2</sup> (m)	
Tubería	100	253	No aplica	0.5"	vertical	1.5	
<b>Causas que originan la liberación</b>		Falta de mantenimiento y falla en la instalación del equipo.					

<sup>1</sup>Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

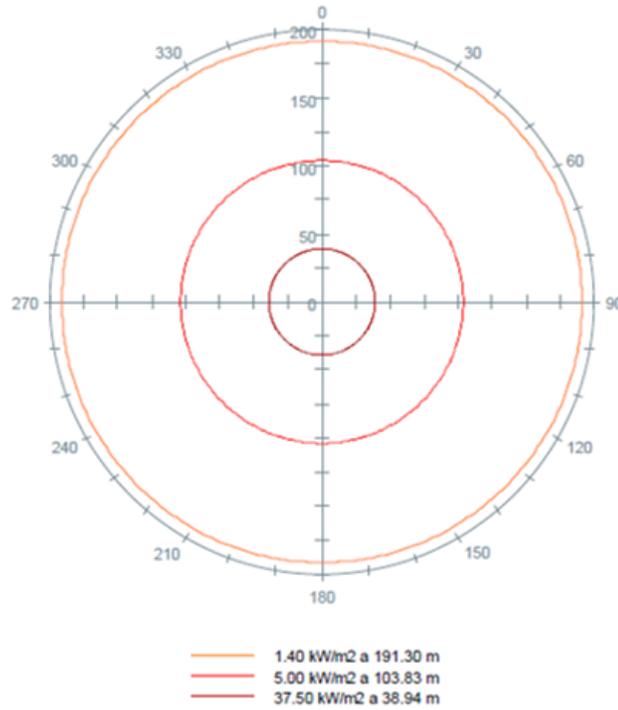
<sup>2</sup>Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

### II.1.2.1.2 Resultados de las modelaciones.

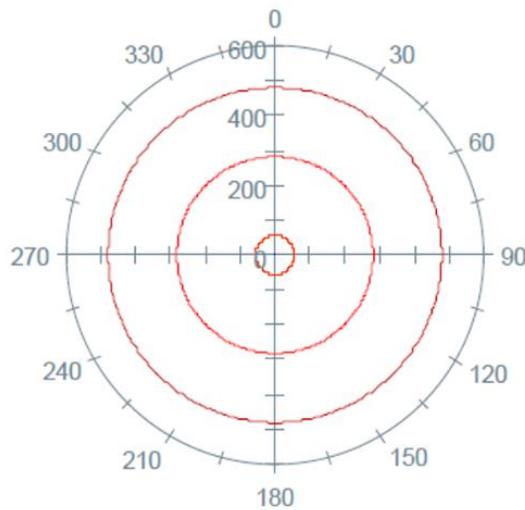
Los resultados obtenidos de las modelaciones de los escenarios correspondientes a la etapa de perforación se muestran a continuación.

Tabla 38. Resultados de consecuencias. Escenario 01-PO1DL-PERF.

<b>Clave del escenario</b>	01-PO1DL-PERF	<b>Tipo de evento</b>	Peor caso
<b>Descripción del escenario</b>	Brote del pozo durante la etapa de perforación, por fuga de hidrocarburo a través de la TP de 2 7/8 pulgadas de diámetro		
<b>Causas</b>	Formación gaseosa en la cuarta etapa de perforación.		
Resultados			
<b>Tasa de descarga</b>	<b>Duración de la descarga</b>	<b>Cantidad descargada</b>	
99.33 kg/s	120 s	11,919.6 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
<b>Zona de alto riesgo IDLH</b> 100 ppm	6.52 m	9.34 m	
<b>Zona de amortiguamiento TLV</b> 10 ppm	8.36 m	14.44 m	
Efectos por radiación térmica Jet fire			
<b>Zona de alto riesgo</b> 5 Kw/m <sup>2</sup>	103.83 m		
<b>Zona de amortiguamiento</b> 1.4 Kw/m <sup>2</sup>	191.30 m		
Efectos por sobrepresión			
<b>Zona de alto riesgo</b> 1 psi	282.33 m		
<b>Zona de amortiguamiento</b> 0.5 psi	479.91 m		



**Radiación térmica  
Jet fire**



**Energía equivalente a 3822.60 kg de TNT**

- 3.45 kPa (.50 psig) a 479.91 m
- 6.89 kPa (1.00 psig) a 282.33 m
- 82.74 kPa (12.00 psig) a 55.23 m

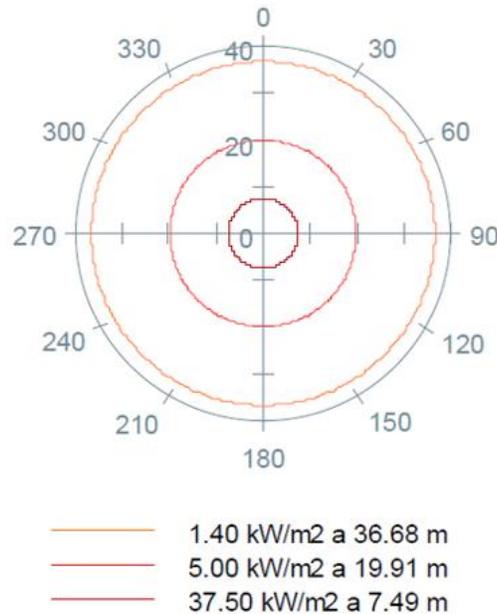
**Sobrepresión**

Figura 10. Resultados modelación. Escenario 01-PO1DL-PERF.

Tabla 39. Resultados de consecuencias. Escenario 02-PO1DL-PERF.

<b>Clave del escenario</b>	02-PO1DL-PERF	<b>Tipo de evento</b>	Caso más probable
<b>Descripción del escenario</b>	Fuga de hidrocarburo en cualquier etapa de perforación a través de orificio de 0.5 pulgadas de diámetro en el arreglo de preventores.		
<b>Causas</b>	Falta de mantenimiento y falla en la instalación del equipo.		
Resultados			
<b>Tasa de descarga</b>	<b>Duración de la descarga</b>	<b>Cantidad descargada</b>	
3.147 kg/s	120 s	378 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
<b>Zona de alto riesgo IDLH</b> 100 ppm	0 m	0 m	
<b>Zona de amortiguamiento TLV</b> 10 ppm	105.97 m	120.59 m	
Efectos por radiación térmica Jet fire			
<b>Zona de alto riesgo</b> 5 Kw/m <sup>2</sup>	19.91 m		
<b>Zona de amortiguamiento</b> 1.4 Kw/m <sup>2</sup>	36.68 m		
Efectos por sobrepresión			
<b>Zona de alto riesgo</b> 1 psi	*No se presenta		
<b>Zona de amortiguamiento</b> 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.



**Radiación térmica**  
**Jet fire**

Figura 11. Resultados modelación. Escenario 02-PO1DL-PERF.

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).

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.

Se adjuntan las memorias de cálculo generadas por el software SCRI de cada escenario simulado para la *perforación del pozo Paso de Oro 1DL*.

Anexo 9. Memoria de cálculo escenarios. Perforación del pozo Paso de Oro 1DL.

### II.1.2.2 Escenarios de Riesgo. Sistema de manejo de producción.

Tabla 40. Catálogo de escenarios de riesgo. Sistema de manejo de producción.

Clave del escenario	Nodo	Descripción	Tipo de evento
03-PO1DL-LF	Línea de flujo	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 0.6" localizado en el cuerpo de la línea de flujo de 3" de diámetro que opera a una presión de 5 a 10 kg/cm <sup>2</sup> y temperatura de 32 °C.	Caso más probable

Clave del escenario	Nodo	Descripción	Tipo de evento
04-PO1DL-LF	Línea de flujo	Ruptura de línea de flujo de 3" de diámetro equivalente, la cual opera a una presión de 5 a 10 kg/cm <sup>2</sup> y temperatura de 32 °C	Peor caso
05-PO1DL-TBP	Tanque a Boca de Pozo (TBP).	Fuga y derrame de mezcla de hidrocarburo por poro de 1" de diámetro en la pared del tanque a boca de pozo de 500 bls, que opera a presión atmosférica y 32 °C.	Caso alterno

LF=línea de flujo

TBP=Tanque a boca de pozo

### II.1.2.2.1 Simulación de los escenarios de riesgo.

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 41. Consideraciones. Escenario 03-PO1DL-LF.

**Nodo:** Línea de flujo.

<b>Simulador utilizado:</b>		SCRI MODELOS, versión 4.4 SCRI FUEGO, versión 1.4		<b>Instalación:</b>		Paso de Oro 1 DL	
<b>Clave del escenario:</b>		03-PO1DL-LF		<b>Tipo de evento:</b>		Caso más probable	
<b>Descripción del escenario:</b>		Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 0.6" localizado en el cuerpo de la línea de flujo de 3" de diámetro que opera a una presión de 5 a 10 kg/cm <sup>2</sup> y temperatura de 32 °C					
<b>Condiciones ambientales del área del proyecto</b>							
<b>Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación</b>				<b>Condiciones meteorológicas al momento de la fuga</b>			
<b>Temperatura ambiente</b>	<b>Humedad relativa</b>	<b>Presión atmosférica</b>	<b>Zona tipo</b>	<b>Velocidad del viento</b>	<b>Dirección del viento</b>	<b>Estabilidad atmosférica (Pasquill)</b>	
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm <sup>2</sup>	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F	
<b>Material o sustancia peligrosa bajo estudio</b>							
<b>Nombre:</b>	Mezcla Petróleo			<b>Fase:</b>	Líquido-gas		
<b>Componente</b>		<b>% mol</b>		<b>Componente</b>		<b>% mol</b>	
Agua		21.845		Hexanos		2.875	
Dióxido de carbono		2.488		Metilciclopentano		0.696	
Nitrógeno		2.402		Benceno		0.508	
Ácido sulfhídrico		0.065		Ciclohexano		0.760	
Metano		14.689		Metilciclohexano		1.015	
Etano		1.368		Tolueno		0.932	
Propano		0.150		Etilbenceno		1.025	
i-Butano		0.085		M&P-Xileno		0.623	
n-Butano		0.459		O-Xileno		0.668	
i-Pentano		0.467		Heptanos +		45.974	
n-Pentano		0.909					
<b>Características del sitio en el que se encuentra la fuga</b>							
<b>Área del dique (m<sup>2</sup>)</b>		No aplica		<b>Altura del dique (m)</b>		No aplica	
<b>Datos del recipiente y características de la fuga</b>							
<b>Tipo de recipiente</b>	<b>Temperatura °C</b>	<b>Presión (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Altura hidráulica<sup>1</sup> (m)</b>	<b>Diámetro de la fuga</b>	<b>Dirección de la fuga</b>	<b>Elevación de la fuga<sup>2</sup> (m)</b>	
Tubería	32	5	No aplica	0.6"	vertical	0.0	
<b>Causas que originan la liberación</b>		Daño mecánico, erosión, corrosión, falla de material, golpe externo, acto vandálico					

<sup>1</sup>Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

<sup>2</sup>Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 42. Consideraciones. Escenario 04-PO1DL-LF.

**Nodo:** Línea de flujo.

<b>Simulador utilizado:</b>		SCRI MODELOS, versión 4.4 SCRI FUEGO, versión 1.4		<b>Instalación:</b>		Paso de Oro 1 DL	
<b>Clave del escenario:</b>		04-PO1DL-LF		<b>Tipo de evento:</b>		Peor caso	
<b>Descripción del escenario:</b>		Ruptura de línea de flujo de 3" de diámetro equivalente, la cual opera a una presión de 5 a 10 kg/cm <sup>2</sup> y temperatura de 32 °C.					
<b>Condiciones ambientales del área del proyecto</b>							
<b>Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación</b>				<b>Condiciones meteorológicas al momento de la fuga</b>			
<b>Temperatura ambiente</b>	<b>Humedad relativa</b>	<b>Presión atmosférica</b>	<b>Zona tipo</b>	<b>Velocidad del viento</b>	<b>Dirección del viento</b>	<b>Estabilidad atmosférica (Pasquill)</b>	
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm <sup>2</sup>	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F	
<b>Material o sustancia peligrosa bajo estudio</b>							
<b>Nombre:</b>	Mezcla petróleo			<b>Fase:</b>	Líquido-gas		
<b>Componente</b>		<b>% mol</b>		<b>Componente</b>		<b>% mol</b>	
Agua		21.845		Hexanos		2.875	
Dióxido de carbono		2.488		Metilciclopentano		0.696	
Nitrógeno		2.402		Benceno		0.508	
Ácido sulfhídrico		0.065		Ciclohexano		0.760	
Metano		14.689		Metilciclohexano		1.015	
Etano		1.368		Tolueno		0.932	
Propano		0.150		Etilbenceno		1.025	
i-Butano		0.085		M&P-Xileno		0.623	
n-Butano		0.459		O-Xileno		0.668	
i-Pentano		0.467		Heptanos +		45.974	
n-Pentano		0.909					
<b>Características del sitio en el que se encuentra la fuga</b>							
<b>Área del dique (m<sup>2</sup>)</b>		No aplica		<b>Altura del dique (m)</b>		No aplica	
<b>Datos del recipiente y características de la fuga</b>							
<b>Tipo de recipiente</b>	<b>Temperatura °C</b>	<b>Presión (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Altura hidráulica<sup>1</sup> (m)</b>	<b>Diámetro de la fuga</b>	<b>Dirección de la fuga</b>	<b>Elevación de la fuga<sup>2</sup> (m)</b>	
Tubería	32	5	No aplica	3"	vertical	0.0	
<b>Causas que originan la liberación</b>		Daño mecánico, erosión, corrosión, falla de material, golpe externo, acto vandálico.					

<sup>1</sup>Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

<sup>2</sup>Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

Tabla 43. Consideraciones. Escenario 05-PO1DL-TBP.

**Nodo:** Tanque a Boca de Pozo (TBP).

<b>Simulador utilizado:</b>		SCRI MODELOS, versión 4.4 SCRI FUEGO, versión 1.4		<b>Instalación:</b>		Paso de Oro 1 DL	
<b>Clave del escenario:</b>		05-PO1DL-TBP		<b>Tipo de evento:</b>		Caso alterno	
<b>Descripción del escenario:</b>		Fuga y derrame de mezcla de hidrocarburo por poro de 1" de diámetro en la pared del tanque a boca de pozo de 500 bls, que opera a presión atmosférica y 32 °C.					
<b>Condiciones ambientales del área del proyecto</b>							
<b>Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación</b>				<b>Condiciones meteorológicas al momento de la fuga</b>			
<b>Temperatura ambiente</b>	<b>Humedad relativa</b>	<b>Presión atmosférica</b>	<b>Zona tipo</b>	<b>Velocidad del viento</b>	<b>Dirección del viento</b>	<b>Estabilidad atmosférica (Pasquill)</b>	
25 °C	50 %	1.03323 kg/cm <sup>2</sup>	rural	1.5 m/s / 2.00 m/s	OSO	F	
<b>Material o sustancia peligrosa bajo estudio</b>							
<b>Nombre:</b>	Mezcla petróleo			<b>Fase:</b>	Líquido-gas		
<b>Componente</b>		<b>% mol</b>		<b>Componente</b>		<b>% mol</b>	
Agua		21.845		Hexanos		2.875	
Dióxido de carbono		2.488		Metilciclopentano		0.696	
Nitrógeno		2.402		Benceno		0.508	
Ácido sulfhídrico		0.065		Ciclohexano		0.760	
Metano		14.689		Metilciclohexano		1.015	
Etano		1.368		Tolueno		0.932	
Propano		0.150		Etilbenceno		1.025	
i-Butano		0.085		M&P-Xileno		0.623	
n-Butano		0.459		O-Xileno		0.668	
i-Pentano		0.467		Heptanos +		45.974	
n-Pentano		0.909					
<b>Características del sitio en el que se encuentra la fuga</b>							
<b>Área del dique (m<sup>2</sup>)</b>		No aplica		<b>Altura del dique (m)</b>		No aplica	
<b>Datos del recipiente y características de la fuga</b>							
<b>Tipo de recipiente</b>	<b>Temperatura °C</b>	<b>Presión (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Altura hidráulica<sup>1</sup> (m)</b>	<b>Diámetro de la fuga</b>	<b>Dirección de la fuga</b>	<b>Elevación de la fuga<sup>2</sup> (m)</b>	
Tanque	32	1.03323	3.2	1"	vertical	2.00	
<b>Causas que originan la liberación</b>		Daño mecánico, corrosión, erosión, falla de material, acto vandálico.					

<sup>1</sup>Altura de la sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

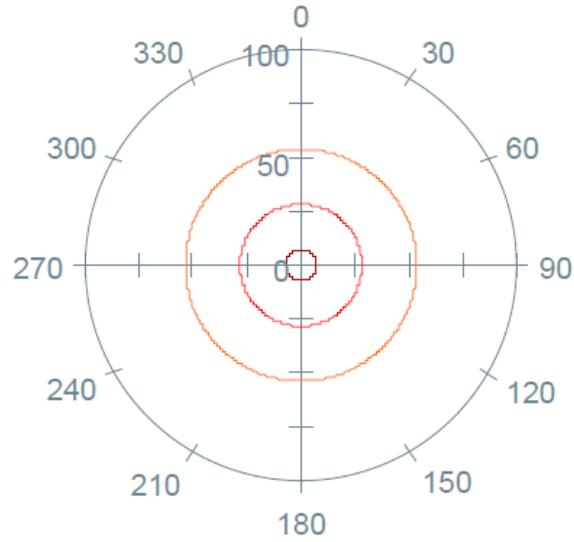
<sup>2</sup>Altura a la que se encuentra la fuga, a partir del nivel del suelo.

### II.1.2.2.2 Resultados de las modelaciones.

Los resultados obtenidos de las modelaciones de los escenarios de riesgo para el sistema de manejo de producción se presentan a continuación.

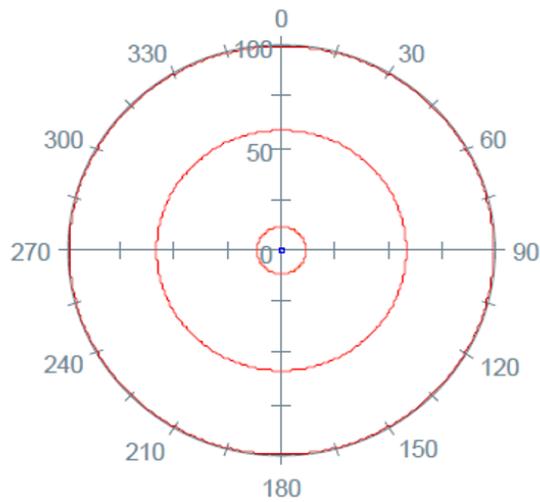
Tabla 44. Resultados de consecuencias. Escenario 03-PO1DL-LF.

<b>Clave del escenario</b>	03-PO1DL-LF.	<b>Tipo de evento</b>	Caso más probable
<b>Descripción del escenario</b>	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 0.6" localizado en el cuerpo de la línea de flujo de 3" de diámetro que opera a una presión de 5 a 10 kg/cm <sup>2</sup> y temperatura de 32 °C.		
<b>Causas</b>	Daño mecánico, erosión, corrosión, falla de material, golpe externo, acto vandálico.		
Resultados			
<b>Tasa de descarga</b>	<b>Duración de la descarga</b>	<b>Cantidad descargada</b>	
2.77 kg/s	600 s	1,662 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
<b>Zona de alto riesgo IDLH</b> 100 ppm	0.91 m	0.16 m	
<b>Zona de amortiguamiento TLV</b> 10 ppm	13.76 m	0.21 m	
Efectos por radiación térmica Pool fire			
<b>Zona de alto riesgo</b> 5 Kw/m <sup>2</sup>	28.28 m		
<b>Zona de amortiguamiento</b> 1.4 Kw/m <sup>2</sup>	53.74 m		
Efectos por sobrepresión			
<b>Zona de alto riesgo</b> 1 psi	58.43 m		
<b>Zona de amortiguamiento</b> 0.5 psi	99.32 m		



- 1.40 kW/m<sup>2</sup> a 53.74 m
- 5.00 kW/m<sup>2</sup> a 28.28 m
- 37.50 kW/m<sup>2</sup> a 7.06 m

**Radiación térmica**  
**Pool fire**



Energía equivalente a 33.89 kg de TNT

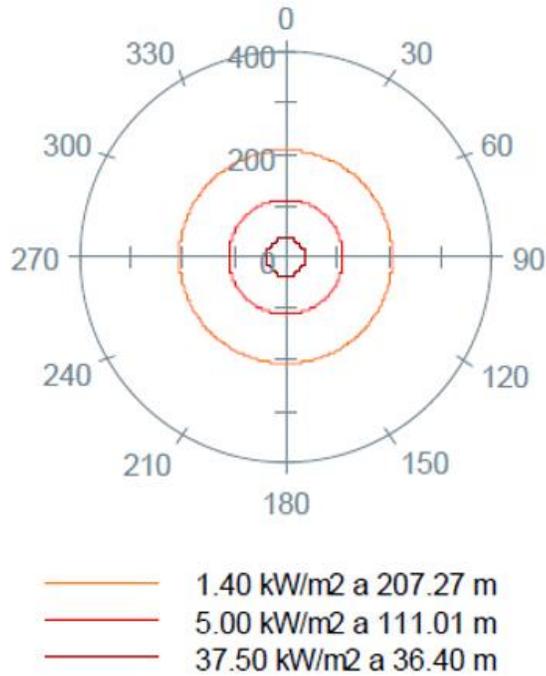
- 3.45 kPa (.50 psig) a 99.32 m
- 6.89 kPa (1.00 psig) a 58.43 m
- 82.74 kPa (12.00 psig) a 11.43 m

**Sobrepresión**

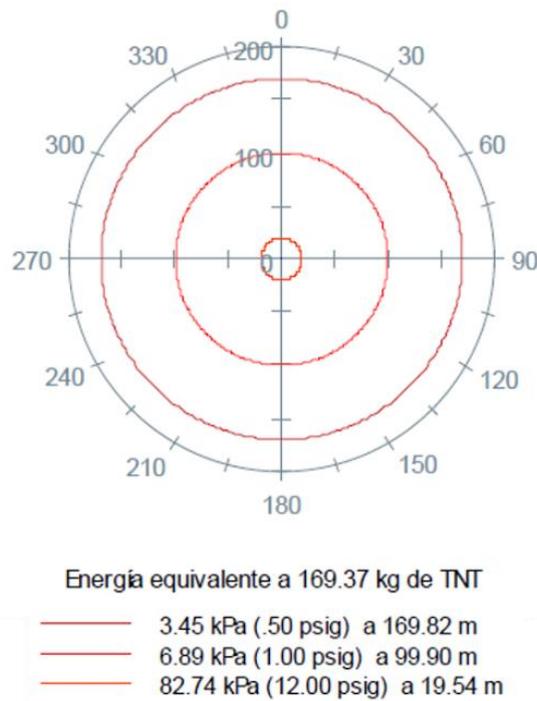
Figura 12. Resultados modelación. Escenario 03-PO1DL-LF.

Tabla 45. Resultados de consecuencias Escenario 04-PO1DL-LF.

<b>Clave del escenario</b>	04-PO1DL-LF.	<b>Tipo de evento</b>	Peor caso
<b>Descripción del escenario</b>	Ruptura de línea de flujo de 3" de diámetro equivalente, la cual opera a una presión de 5 a 10 kg/cm <sup>2</sup> y temperatura de 32 °C.		
<b>Causas</b>	Daño mecánico, erosión, corrosión, falla de material, golpe externo, acto vandálico.		
Resultados			
<b>Tasa de descarga</b>	<b>Duración de la descarga</b>	<b>Cantidad descargada</b>	
69.27 kg/s	120 s	8,312.4 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
<b>Zona de alto riesgo IDLH</b> 100 ppm	0.86 m	0.43 m	
<b>Zona de amortiguamiento TLV</b> 10 ppm	28.36 m	0.65 m	
Efectos por radiación térmica Pool fire			
<b>Zona de alto riesgo</b> 5 Kw/m <sup>2</sup>	111.01 m		
<b>Zona de amortiguamiento</b> 1.4 Kw/m <sup>2</sup>	207.27 m		
Efectos por sobrepresión			
<b>Zona de alto riesgo</b> 1 psi	99.90 m		
<b>Zona de amortiguamiento</b> 0.5 psi	169.82 m		



**Radiación térmica**  
**Pool fire**

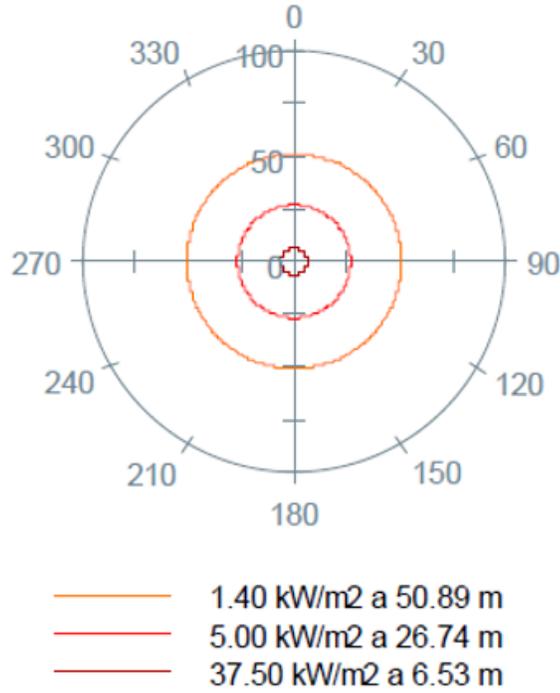


**Sobrepresión**

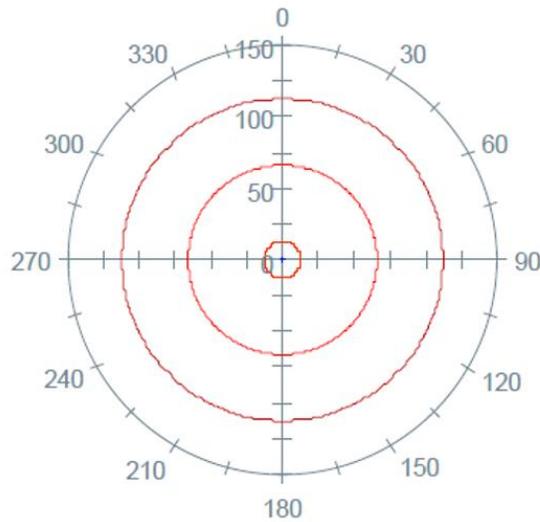
Figura 13. Resultados modelación. Escenario 04-PO1DL-LF.

Tabla 46. Resultados de consecuencias. Escenario 05-PO1DL-TBP.

<b>Clave del escenario</b>	05-PO1DL-TBP	<b>Tipo de evento</b>	Caso alterno
<b>Descripción del escenario</b>	Fuga y derrame de mezcla de hidrocarburo por poro de 1" de diámetro en la pared del tanque a boca de pozo de 500 bls, que opera a presión atmosférica y 32 °C.		
<b>Causas</b>	Daño mecánico, corrosión, erosión, falla de material, acto vandálico.		
Resultados			
<b>Tasa de descarga</b>	<b>Duración de la descarga</b>	<b>Cantidad descargada</b>	
4.02 kg/s	600 s	2,412 kg	
Efectos por toxicidad			
	Condición climática		
	1.5 / F	2.0 / F	
<b>Zona de alto riesgo IDLH</b> 100 ppm	1.16 m	1.37 m	
<b>Zona de amortiguamiento TLV</b> 10 ppm	12.51 m	12.12 m	
Efectos por radiación térmica Pool fire			
<b>Zona de alto riesgo</b> 5 Kw/m <sup>2</sup>	26.74 m		
<b>Zona de amortiguamiento</b> 1.4 Kw/m <sup>2</sup>	50.89 m		
Efectos por sobrepresión			
<b>Zona de alto riesgo</b> 1 psi	66.12 m		
<b>Zona de amortiguamiento</b> 0.5 psi	112.39 m		



**Radiación térmica**  
**Pool fire**



**Energía equivalente a 49.09 kg de TNT**

- 3.45 kPa (.50 psig) a 112.39 m
- 6.89 kPa (1.00 psig) a 66.12 m
- 82.74 kPa (12.00 psig) a 12.93 m

**Sobrepresión**

Figura 14. Resultados modelación. Escenario 05-PO1DL-TBP.

Se adjuntan las memorias de cálculo generadas por el software SCRI de cada escenario simulado para el *sistema de manejo de producción*.

Anexo 10. Memoria de cálculo escenarios. Sistema de manejo de producción.

**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).**

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) Perforación.**

Anexo 11. Diagrama de pétalos. Escenarios 1 y 2. Perforación.

**b) Sistema de manejo de producción.**

Anexo 12. Diagrama de pétalos. Escenarios 3, 4 y 5. Sistema de manejo de producción.

## **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 la fase de **perforación**, en caso de ocurrir un brote del pozo, toda el área de la plataforma se encontraría dentro de la zona de alto riesgo. La fuga de gas asociado del pozo encontraría fuentes de ignición en el área de plataforma, debido a que en esta etapa se encuentran equipos como los generadores de energía eléctrica que son parte de los servicios auxiliares para la perforación y pueden generar chispas, así como vehículos automotores, que se encontrarán en continuo movimiento, dentro de la plataforma como fuera de ella.

Si se presenta este evento, podría ocasionar graves consecuencias al personal ubicado en la zona, debido a que altas concentraciones de gas natural producen deficiencia de oxígeno lo que conlleva a una pérdida de conocimiento o incluso la muerte. Asimismo, si se llegara a formar una nube de gas y esta encuentra una fuente de ignición podría causar daño 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.

Al generarse un incendio los trabajadores podrían estar expuestos a quemaduras por radiación térmica. Con la finalidad de reducir la probabilidad de que esto ocurra, durante la *perforación del pozo* se aplicarán todas las medidas de seguridad necesarias, tales como:

- Programa de capacitación y entrenamiento adecuado al personal operativo previa a la realización de las operaciones peligrosas
- 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
- 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.

Las medidas mencionadas anteriormente son enunciativas más no limitativas, en el apartado III.1 se enlistan todas y cada una de las medidas consideradas en esta actividad.

Los radios máximos de afectación para los escenarios simulados en la *perforación del pozo* Paso de Oro 1DL, se presentan en los anexos 11 y 12 del presente documento.

Para el *sistema de manejo de producción*, de acuerdo a los radios de afectación obtenidos, dentro de la zona de alto riesgo, de los diferentes escenarios simulados no se localizan equipos que pudieran generar un efecto domino. Sin embargo, en caso de presentarse un evento de riesgo mayor, la infraestructura que resultaría afectada correspondería a la infraestructura localizada dentro del área del proyecto.

Las medidas orientadas a reducir el riesgo para el *sistema de manejo de producción* estarán enfocadas en el seguimiento de la aplicación de 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 manejo de producción*, 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.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS, se enlistan todas y cada una de las medidas consideradas para esta actividad.

En la zona de alto riesgo la infraestructura existente se limita a la actividad petrolera con la existencia del Pozo Paso de Oro 1 y su plataforma, misma que será utilizada para el presente Proyecto. En referencia a la compatibilidad, por tratarse de la misma actividad, el Proyecto a desarrollar es compatible con la infraestructura existente.

Los radios máximos de afectación para los escenarios simulados en el *sistema de manejo de producción* se presentan en los anexos 13, 14 y 15 del presente documento.

## **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.**

Una vez delimitados los radios de afectación para cada escenario, es importante identificar los componentes ambientales y asentamientos humanos que pudieran ser afectados al presentarse alguno de los eventos de riesgo ya mencionados.

### Alcance de daños a viviendas.

La vivienda más cercana al área del proyecto se ubica a 320 m al ESE (vivienda abandonada), siendo esta, una edificación de block la cual se encuentra abandonada y en deterioro.

Otra edificación (bodega 1) se localiza a 500 m al NE de la plataforma, esta edificación, consiste en un almacén con techo de lámina, el cual se utiliza para guardar y distribuir los cítricos que se cultivan en la región.

A continuación, se presentan las distancias de las dos edificaciones con respecto al proyecto y sus radios de afectación.

Tabla 47. Daños a edificaciones. Perforación.

Daño	Modelo	Radios de afectación Distancia m		Distancia de las casas con respecto al Proyecto
		01-PO1DL-PERF	02-PO1DL-PERF	
Probables quemaduras de segundo grado.	Radiación térmica (5 kw/m <sup>2</sup> )	103.83	19.91	Vivienda abandonada → 320 m al ESE Bodega 1 → 500 m al NE
No se presentan molestias.	Radiación térmica (1.4 kw/m <sup>2</sup> )	191.3	36.68	
Demolición parcial de casas, estas se vuelven inhabitables.	Sobrepresión (1 psi)	282.33	No se presenta	
Daño a ventanas.	Sobrepresión (0.5 psi)	479.91	No se presenta	

Tabla 48. Daños a edificaciones. Sistema de manejo de producción.

Daño	Modelo	Radios de afectación Distancia m			Distancia de las casas con respecto al Proyecto
		03-PO1DL-LF	04-PO1DL-LF	05-PO1DL-TBP	
Probables quemaduras de segundo grado.	Radiación térmica (5 kw/m <sup>2</sup> )	28.28	111.01	26.74	Vivienda abandonada → 320 m al ESE Bodega 1 → 500 m al NE
No se presentan molestias.	Radiación térmica (1.4 kw/m <sup>2</sup> )	53.74	207.27	50.89	
Demolición parcial de casas, estas se vuelven inhabitables.	Sobrepresión (1 psi)	58.43	99.9	66.12	
Daño a ventanas	Sobrepresión (0.5 psi)	99.32	169.82	112.39	

De acuerdo con la información anterior, las edificaciones más cercanas al área de Proyecto se encuentran fuera de la zona de alto riesgo, por lo tanto, al existir un evento, no se tendrían afectaciones directas sobre viviendas. Para pronta visualización se pueden observar los diagramas de pétalos en los anexos 11, 12, 13, 14 y 15.

Es importante mencionar que los escenarios simulados son resultados matemáticos basados en las condiciones atmosféricas críticas y con probabilidad de causar el mayor daño posible; 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 de los vientos, temperatura, humedad, precipitación, entre otros que aumentan o disminuyen la probabilidad de ocurrencia y consecuencias. Para el presente Proyecto se contarán con las medidas preventivas adecuadas y asimismo con las disposiciones inmediatas de respuesta ante un evento de riesgo.

### **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.

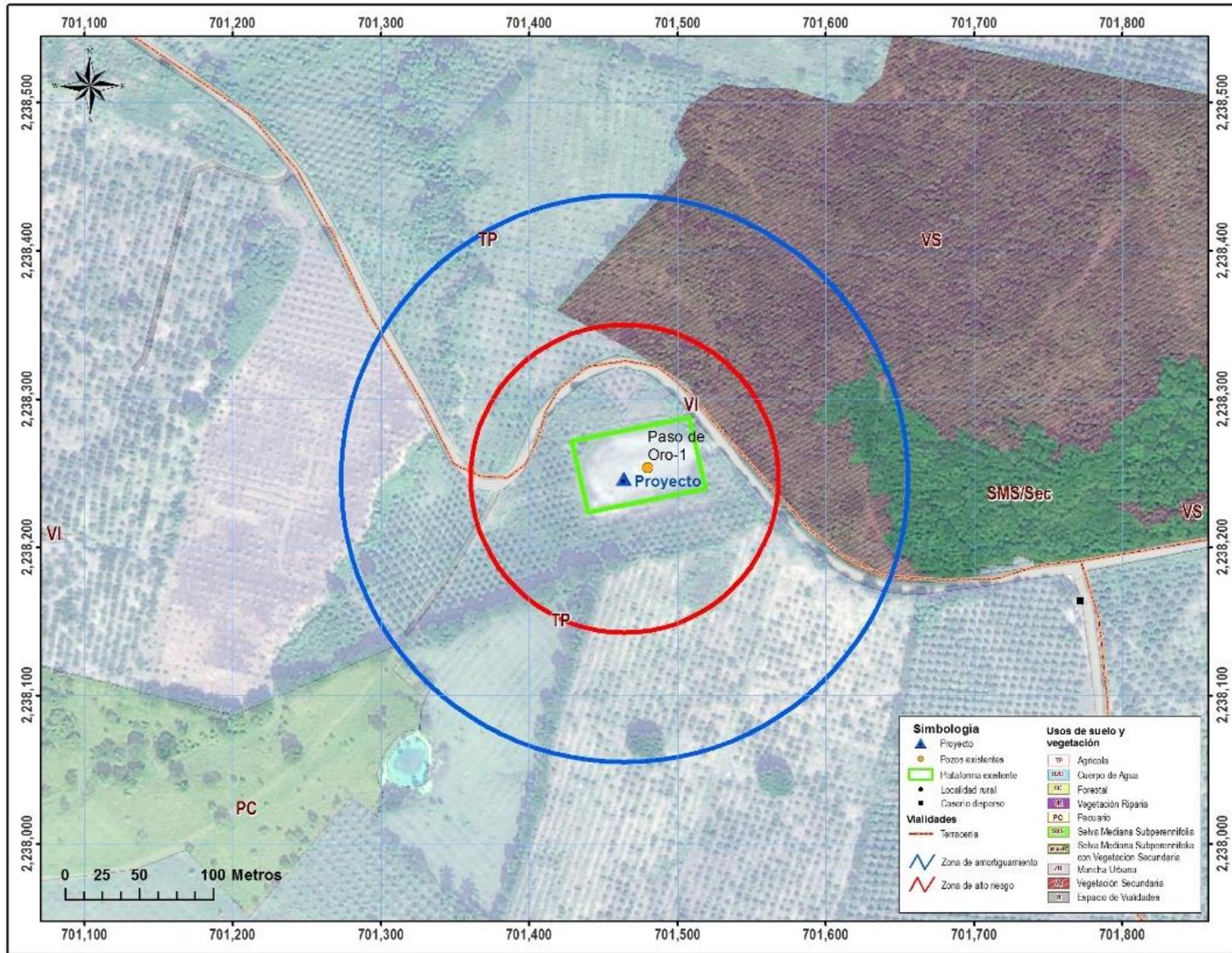


Figura 15. Posible afectación a la cobertura vegetal.

La cobertura vegetal que sería dañada al ocurrir un evento de riesgo sería principalmente agrícola ya que la principal actividad en la zona es el cultivo de cítricos.

**Suelo.** El tipo de suelo existente dentro del Proyecto y en el entorno al sitio es de tipo Regosol, el cual podría verse afectado al ocurrir un derrame de hidrocarburo líquido. Tales suelos son poco evolucionados y poco profundos, por lo que el agua se infiltra con mayor rapidez teniendo un drenaje medio, lo cual indica que la saturación de agua dura poco, por ello se dice que existe una baja retención de humedad y son pobres en materia orgánica. En caso de ocurrir un derrame de hidrocarburo la distribución del contaminante dependerá de las características fisicoquímicas del mismo.

**Hidrología.** La hidrología superficial no se vería afectada al presentarse un evento de riesgo, ya que, al ocurrir un derrame de hidrocarburo dentro de la plataforma, este, estaría delimitado a la misma. Además, la corriente de agua más cercana es el arroyo Solteros el cual se localiza aproximadamente a 3,600 m al NO del Proyecto.

### **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 componentes ambientales críticos por medio del 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 puedan 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 los 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.**

Dentro de la Provincia Llanura Costera del Golfo Norte y en particular de la subprovincia de Llanuras y Lomeríos, las topofomas del SA pertenecen a Lomeríos



Tabla 51. Características de los suelos del Sistema Ambiental.

Suelo	Carbono orgánico	Pendiente	Erosión	Drenaje	Compactación	pH	Contaminación
Vertisol	Suelos fértiles	Depresiones y áreas llanas a onduladas	Baja susceptibilidad	Lento	Duros	Neutro a ligeramente alcalino	Baja susceptibilidad
Regosol	Pobres en materia orgánica	Formados en fuertes pendientes	Susceptible a erosión	Medio	Conformado por materiales no consolidados	Ácido	Media Susceptibilidad
Phaeozem	Rico en materia orgánica	Superficies llanas a onduladas	Susceptible a erosión	Medio	Estructura granular	Ligeramente ácido	Media Susceptibilidad

Desde el punto de vista edafológico, las características de los suelos presentes dentro del SA reconocen a los Vertisoles como suelos fértiles que se encuentran en depresiones y áreas llanas a onduladas, son de compactación dura, generando baja susceptibilidad a la contaminación profunda, además de un drenaje lento que les permite ganar una baja susceptibilidad a la erosión, su pH es de neutro a ligeramente alcalino.

Los Regosoles son pobres en materia orgánica y se localizan en fuertes pendientes, están conformados por materiales no consolidados los que les permite un drenaje medio y ser susceptibles a erosionarse, tendiendo a la denudación, su pH es ácido.

En cambio, los Phaeozems son ricos en materia orgánica y se les encuentra en superficies llanas a onduladas, su estructura es granular por lo que tienen un drenaje medio permitiendo con ello ser susceptibles a la erosión, su pH es ligeramente ácido.

Estos dos últimos, tienen una susceptibilidad media de contaminación, esto representa una característica apreciable en el desarrollo de las actividades petroleras; se determina el grado de sensibilidad edáfica por tipo de suelo.

Tabla 52. Grado de sensibilidad de las unidades de suelo.

Unidad de suelo	Grado de sensibilidad		
	Alta	Media	Baja
Phaeozem	-	-	x
Regosoles	-	x	-
Vertisoles	-	-	x

Las áreas con mayor sensibilidad en suelos fueron aquellas que poseen Regosoles, suelos poco desarrollados constituidos por material suelto; los Vertisoles por su parte presentan sensibilidad baja al igual que el Phaeozem.

### Sensibilidad hidrológica.

La sensibilidad hidrológica fue abordada desde las perspectivas geohidrológica, mediante eventos extremos de hidrología superficial y a través de los cauces y cuerpos de agua presentes en el SA.

Tabla 53. Principales características de las unidades geohidrológicas.

Unidad	Permeable	Porosidad	Posibilidad de contener agua
Material consolidado con rendimiento bajo < 10 lps.	Permeabilidad moderada	Posible asociación de porosidad	Funciona como acuífero. Rendimiento menor a 10 lps
Material consolidado con posibilidades medias.	Permeable	Porosa	Posible existencia de agua. Media
Material no consolidado con rendimiento medio 10 - 40 lps.	Alta permeabilidad	Buena porosidad	Buena capacidad para almacenar agua. Rendimiento entre 10 y 40 lps

Primeramente, se señalan aquellos lugares que pudieran ser sujetos a contaminación a nivel aguas subterráneas (en este caso, la unidad geohidrológica de material no consolidado con rendimiento medio 10 - 40 lps), calificándose con sensibilidad alta.

Aunado a la ubicación geográfica del cauce que transita por el SA el cual tiene alta transportación pluvial en temporada de lluvias, se le asigna también una sensibilidad alta a la unidad geohidrológica - material no consolidado con posibilidades medias -; es decir, son particularmente sensibles a derrames superficiales ya que sea por acumulación de agua o como canal receptor de las respectivas cuencas hidrológicas, lo que conlleva a extender dicha contaminación.

La unidad geohidrológica de material consolidado con posibilidades medias, se les califica con una sensibilidad media y finalmente la unidad de material consolidado con rendimiento bajo < 10 lps tiene una calificación de sensibilidad baja.

Tabla 54. Sensibilidad de las unidades geohidrológicas.

Unidad	Posibilidad	Sensibilidad
Material consolidado con rendimiento bajo < 10 lps.	Permeabilidad moderada, Posible asociación de porosidad. Funciona como acuífero. Rendimiento menor a 10 lps	Baja
Material consolidado con posibilidades medias.	Permeable y de consistencia porosa. Posible existencia de agua. Media	Media
Material no consolidado con rendimiento medio 10 - 40 lps.	Alta permeabilidad y buena porosidad. Buena capacidad para almacenar agua. Rendimiento entre 10 y 40 lps	Alta

### 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 SA, lográndose definir áreas sensibles de acuerdo con el grado de conservación de la vegetación.

La definición de 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, los terrenos agrícolas, los pastizales cultivados destinados a las actividades ganaderas y las vialidades.

**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 media subperennifolia y vegetación riparia.

A continuación, se presentan la tabla de las superficies por tipo de vegetación y grado de sensibilidad.

Tabla 55. Superficie del Sistema Ambiental por tipo de vegetación y grado de sensibilidad.

Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad	%
Agrícola	Baja	88.39
Vegetación secundaria	Baja	3.32
Pecuario	Baja	3.32
Espacio de vialidades	Baja	1.71
Vegetación Riparia	Alta	1.58
Forestal	Baja	0.55
Selva mediana subperennifolia	Alta	0.45
Cuerpo de agua	Media	0.26
Mancha urbana	Baja	0.22
Selva mediana subperennifolia con vegetación secundaria	Media	0.20

De acuerdo con la tabla anterior para el SA el 2.03% de la superficie tiene una sensibilidad alta, 0.46% presenta sensibilidad media y finalmente el 97.51% cuenta con sensibilidad baja.

### Efectos potenciales a la salud humana.

Uno de los componentes que integran la mezcla de hidrocarburos, es el ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S), 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.

Clasificando los efectos potenciales para la salud de acuerdo a los límites de exposición y sus consecuencias podemos determinar su grado de toxicidad.

Tabla 56. Grado de toxicidad del H<sub>2</sub>S por su concentración y efectos a la salud.

Límite de exposición ppm	Efectos	Grado de Toxicidad
0.0047	Umbral de percepción, el 50 % de las personas perciben el olor	Baja
0.13	Umbral de percepción del olor	Baja
0.77	Olor perceptible	Baja
4.6	Olor fácilmente perceptible. La exposición prolongada puede insensibilizar el olfato	Baja
5	Cambios metabólicos en las personas, clínicamente no relevante	Baja
10	Irritaciones en los ojos, molestias, enrojecimiento, ardor	Baja
10-20	Irritaciones dolorosas en los ojos, la nariz y la garganta, dolores de cabeza, cansancio, irritabilidad, insomnio, molestias gastrointestinales, pérdida del apetito, mareos. La exposición prolongada causa bronquitis y neumonía.	Media
21-27	Olor fuerte y desagradable pero no intolerable	Media
30	Hasta este nivel se percibe el olor a huevo podrido	Media
30-100	El olor se vuelve empalagoso. La exposición prolongada causa daños en los ojos, migrañas, náuseas, mareos, tos, vómitos y dificultades respiratorias.	Media
100	Irritación inmediata de los ojos y las vías respiratorias	Alta
150	El olfato puede paralizarse rápidamente (en 2 – 15 m)	Alta
200	Dolores de cabeza, mareos, náuseas	Alta
500	Inconsciencia que provoca la muerte en 30 – 60 minutos. Fuerte estimulación del sistema nervioso, respiración rápida	Alta
1,000	Pérdida inmediata de la consciencia y parálisis respiratoria que provoca la muerte	Alta

### Resultados de la evaluación.

Las valoraciones de cada uno de los componentes ambientales del SA permitieron evaluar los efectos que puede 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 particular 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 del pozo, por lo tanto, al ocurrir un evento, este puede ser de proporciones menores a las que se estiman.

De acuerdo con las modelaciones realizadas para este evento, se determinó un radio de alto riesgo a una distancia de 103.83 m del pozo, asimismo una zona de amortiguamiento a un radio de 191.3 m.

Para el caso de un evento de sobrepresión, la zona de salvaguarda se encontraría a una distancia de 479 m, mientras que la zona de riesgo se encontraría hasta los 282.33 m.

Con relación a la nube toxica que se formaría al liberarse ácido sulfhídrico, durante la perforación, se tienen para concentraciones de 10 ppm una distancia de seguridad de 8.36 m. En cuanto a concentraciones de 100 ppm (zona de alto riesgo), el simulador arrojó una distancia de 6.52 m.

Considerando los radios de afectación antes mencionados se analizaron los diferentes componentes obteniendo el siguiente resultado.

Tabla 57. Análisis y evaluación de resultados y radios de afectación del peor caso.

Modelo	Radios de afectación 01-PO1DL-PERF	Unidad geomorfológica	Sensibilidad	Unidad de suelo	Sensibilidad	Unidad geohidrológica	Sensibilidad	Uso de suelo y Vegetación	Sensibilidad	Toxicidad
Radiación térmica (5 kw/m <sup>2</sup> )	103.83	Lomerío Típico	Baja	Regosol	Media	Material consolidado con posibilidades medias	Media	Agrícola	Baja	Media
Radiación térmica (1.4 kw/m <sup>2</sup> )	191.3	Lomerío Típico	Baja	Regosol	Media	Material consolidado con posibilidades medias	Media	Agrícola	Baja	Media
Sobrepresión (1 psi)	282.33	Lomerío Típico	Baja	Regosol	Media	Material consolidado con posibilidades medias	Media	Agrícola	Baja	Media
Sobrepresión (0.5 psi)	479.91	Lomerío Típico	Baja	Regosol	Media	Material consolidado con posibilidades medias	Media	Agrícola	Baja	Media

## **III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL.**

---

### **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.

Las recomendaciones técnico- operativas resultantes de la aplicación de la metodología HAZOP, para el *sistema de manejo de producción*, son las siguientes:

- Elaborar procedimientos y programas de mantenimiento de equipos y accesorios, además de capacitación continua del personal, en cuestión de operación y de seguridad.
- Elaborar Plan de Respuesta a Emergencia.
- Proporcionar detector de gas portátil al recorredor de pozos.
- Colocar protección tubular a los pozos.
- Mantener en buen estado el sistema de tierras físicas del TBP.
- Mantener en buenas condiciones el cercado perimetral, guardaganado y señalamientos.

#### **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.1.1.3.3 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 58. 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.

Para el *sistema de manejo de producción*, se enlistan las medidas de seguridad.

- 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.
- Válvulas de control y venteo en el TBP.
- Programa de Inspección
- La línea de flujo contará con la instrumentación adecuada en el origen y destino, con la finalidad de controlar y regular el fluido que será transportado.
- Cercado perimetral, guardaganado y señalamientos de seguridad de tipo preventivo y restrictivo en el acceso a la plataforma.

### **III.1.3 Medidas preventivas.**

Para evitar un posible evento de riesgo durante la *perforación del pozo* 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.

Las medidas preventivas orientadas a la reducción del riesgo para el *sistema de manejo de producción* son relativos al seguimiento de la aplicación de las siguientes recomendaciones:

- Programa de Inspección mediante recorridos por las plataformas y pozos verificando condiciones operativas del proceso.
- Mantener en buenas condiciones el cercado perimetral, guardaganado 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 manejo de producción*, 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.
- No poner en funcionamiento la línea de flujo y/o TBP cuando se encuentren con daño por corrosión.
- 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.

## **IV. RESUMEN.**

---

### **IV.1 SEÑALAR LAS CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.**

El Proyecto comprende la perforación y operación del pozo Paso de Oro 1DL, teniendo como finalidad la extracción de hidrocarburo, mismo que será almacenado temporalmente en un tanque a boca de pozo.

Una vez concluido el análisis de los riesgos más probables de ocurrencia y determinada la evaluación de sus consecuencias se puede concluir lo siguiente:

Se identificaron dos escenarios de riesgo durante la perforación del pozo Paso de Oro 1DL, mismos que fueron modelados. La sustancia liberada corresponde a gas asociado y como sustancia representativa se consideró el metano. El incidente originaría un riesgo ambiental por toxicidad, con posibilidad de explosión si se acumulan más de 5,000 kg del gas.

Cuando el pozo se encuentre operando se puede presentar fuga de hidrocarburo líquido lo que generaría un derrame; la fuga puede tener lugar en la línea de flujo o en el tanque a boca de pozo. En ambos casos con implicaciones tóxicas, explosión y radiación térmica para lo cual se consideró un derrame de tipo pool fire.

Los radios de afectación derivados de las modelaciones de cada escenario determinaron que no existirían daños en las viviendas, ya que en el periodo de desarrollo del presente estudio la vivienda más cercana se encuentra abandonada y fuera de la zona considerada de alto riesgo. Asimismo, no existen instalaciones industriales cercanas al Proyecto que pudieran verse afectadas.

El suelo aledaño se pudiera ver afectado por causa de un derrame de hidrocarburo, de igual forma la cubierta vegetal, la cual consiste en cultivo de cítricos, sería la más propensa a sufrir algún tipo de daño en caso de presentarse un evento. No, así la hidrología ya que la corriente de agua más cercana al proyecto se encuentra a 3,600 m al NO, muy alejada de la zona de alto riesgo.

Dadas las posibles consecuencias de los escenarios ya mencionados se establecieron medidas de prevención y mitigación a través de recomendaciones técnico-operativas.

Dichas medidas permitirán disminuir o evitar la ocurrencia de eventos no deseados, principalmente aquellas enfocadas en verificar y realizar los mantenimientos e inspecciones a los equipos e instrumentación que son esenciales en el proceso.

De acuerdo con los resultados del estudio de riesgo fundamentados en la información contenida en el Plan de Evaluación 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 o la población, 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 realizar la perforación del pozo Paso de Oro 1DL. 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.

Los riesgos que se pueden presentar durante la perforación del pozo van enfocados a una fuga de gas. Si el gas encuentra una fuente de ignición cercana se puede producir un dardo de fuego.

Asimismo, cuando existe la fuga de gas y la liberación es en grandes cantidades se acumula formando una nube que al encontrar una fuente de ignición cercana puede dar como consecuencia un evento de sobrepresión si el peso de la nube de gas es mayor a 5000 kg.

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 103.83 m del pozo, asimismo una zona de amortiguamiento a un radio de 191.3 m.

Para el caso de un evento de sobrepresión, la zona de salvaguarda se encontraría a una distancia de 479 m, mientras que la zona de riesgo se encontraría hasta los 282.33 m.

Uno de los componentes que integran la mezcla de hidrocarburos, es el ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ), el cual es un gas altamente tóxico que 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.

Con relación a la nube tóxica que se formaría al liberarse este gas durante la perforación, se tienen, para concentraciones de 10 ppm, una distancia de seguridad de 8.36 m para una velocidad de viento de 1.5 m/s y estabilidad de Pasquill F, y 14.44 m para 2 m/s y estabilidad F. En cuanto a concentraciones de 100 ppm (zona de alto riesgo), el simulador arrojó una distancia de 6.52 m para 1.5F y 9.34 m para 2F.

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.

Una vez que el pozo Paso de Oro 1DL se encuentre en operación, se puede presentar una fuga o ruptura total en la línea de flujo, además de una fuga en el tanque a boca de pozo. En cualquiera de los dos eventos la infraestructura afectada correspondería al Proyecto (la línea de flujo y/o tanque a boca de pozo con sus respectivos accesorios), ya que ambos se encontrarían dentro de la plataforma y no existen otras instalaciones industriales dentro la zona de alto riesgo. Por tanto, las consecuencias serían por pérdidas económicas y contaminación al medio ambiente.

Al existir una liberación de hidrocarburo por una ruptura de línea de flujo, se produce un derrame el cual, al encontrar una fuente de ignición produciría un incendio de charco (pool fire). La zona de alto riesgo se encontraría a una distancia de 111.01 m, mientras que a una distancia de 207 m se encontraría la zona de salvaguarda. En caso de que las condiciones favorecieran un evento de sobrepresión, los radios de afectación se extenderían hasta 99.9 m en la zona de alto riesgo, mientras que la distancia de protección sería a los 169.82 m.

La nube tóxica formada ocuparía un radio de 13.76 m para concentraciones de 10 ppm, y 0.91 m para concentraciones de 100 ppm, lo anterior considerando una velocidad de viento de 1.5 m/s y una estabilidad de Pasquill F. Mientras que para una velocidad del viento de 2 m/s y estabilidad F, las distancias serían: 0.21 m a concentración de 10 ppm y de 0.16 m para concentración de 100 ppm.

Al presentarse una fuga en el tanque a boca de pozo, se liberaría el hidrocarburo almacenado, lo que formaría un derrame. Si el hidrocarburo encuentra una fuente de ignición de presenta un incendio de charco (pool fire). La distancia de seguridad en torno al evento se encontraría a 50.89 m de distancia, mientras que la zona de alto riesgo comprendería un radio de 26.74 m.

Si las condiciones favorecieran un evento de sobrepresión, los radios de afectación corresponderían a: zona de salvaguarda 112.39 m y zona de alto riesgo 66.12 m. La nube tóxica se extendería a una distancia de 12.51 m para concentraciones de 10 ppm, mientras que para concentraciones de 100 ppm se encontrarían a una distancia de 1.16 m. Para velocidad del viento de 2 m/s y categoría de Pasquill F, las distancias serían: 12.12 m para concentración de 10 ppm y 1.37 m para concentración de 100 ppm.

Con relación a los radios de afectación para los posibles eventos que se pueden suscitar tanto en la perforación como durante la operación (que engloba el sistema de manejo de producción) no existirían daños a las viviendas, ya que la vivienda más cercana se localiza fuera de las zonas consideradas como de alto riesgo a una distancia de 320 m al ESE del pozo, además, esta vivienda en el periodo de desarrollo del presente estudio se encuentra abandonada y con signos de deterioro.

Los principales componentes ambientales que sería dañados al ocurrir un evento son la vegetación, la fauna y el suelo.

Al presentarse un incendio la cobertura vegetal aledaña se vería afectada a causa de la radiación térmica, la afectación se reflejaría sobre el cultivo agrícola, ya que la actividad predominante en la región es el cultivo de cítricos, asimismo la ocurrencia de del evento dañaría a la fauna de lento desplazamiento que se encontrara a los alrededores.

El suelo aledaño al proyecto es de tipo Regosol, que es un suelo poco evolucionado y poco profundo, mismo que se vería afectado al ocurrir un derrame de hidrocarburo líquido. En el caso de presentarse un derrame la distribución del hidrocarburo dependerá de las características fisicoquímicas del mismo.

Con respecto a la hidrología, la posibilidad de que exista contaminación a los cuerpos y corrientes de agua es muy baja, ya que la corriente de agua más cercana al proyecto denominada arroyo Solteros se localiza a 3,600 m al NO de la plataforma, por lo es poco factible que un derrame de hidrocarburo afecte la hidrología superficial.

#### **IV.3 PRESENTAR EL INFORME TÉCNICO DEBIDAMENTE LLENADO.**

### Sustancias involucradas.

Sustancias involucradas								
Nombre químico de la sustancia IUPAC*	No. CAS**	Densidad g/cm <sup>3</sup>	Flujo l/seg	Longitud de la tubería km	Diámetro de la tubería cm	Presión de operación kg/cm <sup>2</sup>	Espesor mm	Descripción de la Trayectoria
Petróleo	8002-05-9	0.7471	1.84	49.70	7.62	5-10	---	Árbol de válvulas a TBP.

Nombre químico de la sustancia IUPAC*	Equipo	No. CAS**	Densidad g/cm <sup>3</sup>	Altura metros	Ø metros	Capacidad BIs	Espesor mm	Presión
Petróleo	Tanque de almacenamiento a boca de pozo (TBP)	8002-05-9	0.7471	5.4	4.58	500	--	Atmosférica

\* 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)

### Antecedentes de accidentes e incidentes.

<b>Antecedentes de accidentes e incidentes</b>						
<b>Fecha</b>	<b>Ubicación y/o instalación</b>	<b>Sustancias involucrada</b>	<b>Evento</b>	<b>Causa</b>	<b>Nivel de afectación</b>	<b>Acciones realizadas para su atención</b>
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 presento 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 (CLAM) y acudieron al auxilio brigadas contraincendio de la Terminal Logística Pajaritos (TLP), 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-Cosamalopan.	Emisión de gas	Emisión de gas en el Pozo Arquimia 68 en Cosamalopan.	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 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.

**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, Tihuatán, 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.
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.

**Antecedentes de accidentes e incidentes**

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
09-jul-2017	A la altura de la comunidad Simón Sarlat, Centla, Tabasco.	Gas	Fuga de gas en el pozo Caparroz 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 Paxtepec, 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.

**Antecedentes de accidentes e incidentes**

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
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 otras tomas clandestinas, 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 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.

**Antecedentes de accidentes e incidentes**

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
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.
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 embrida 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.

**Antecedentes de accidentes e incidentes**

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
20/09/2017	En el canal Los Ramírez; Salamanca, Guanajuato.	Hidrocarburo	Fuga en oleoducto Tepatitán-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 (MUJA), 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 Minatitán-Salina Cruz del municipio de El Barrio de la Soledad, Oaxaca.	Hidrocarburo	Derrame de hidrocarburo en poliducto Minatitán-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.

**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	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.
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.

**Antecedentes de accidentes e incidentes**

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
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.
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.

**Antecedentes de accidentes e incidentes**

Fecha	Ubicación y/o instalación	Sustancias Involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
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 combustible, 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 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.

### Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.

<b>Identificación y jerarquización de riesgos ambientales</b>									
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-PO1DL-PERF	Brote del pozo durante la etapa de perforación, por fuga de hidrocarburo a través de la TP de 2 7/8 pulgadas de diámetro.	x			x		¿Qué pasa sí? (What if)	Vegetación
2	02-PO1DL-PERF	Fuga de hidrocarburo en cualquier etapa de perforación a través de orificio de 0.5 pulgadas de diámetro en el arreglo de preventores.	x					¿Qué pasa sí? (What if)	Suelo
3	03-PO1DL-LF	Fuga de mezcla de hidrocarburo por orificio de 0.6" localizado en el cuerpo de la línea de flujo de 3" de diámetro que opera a una presión de 5 a 10 kg/cm <sup>2</sup> y temperatura de 32 °C.	x	x	x	x	x	HAZOP	Vegetación / Suelo
4	04-PO1DL-LF	Ruptura de línea de flujo de 3" de diámetro equivalente, la cual opera a una presión de 5 a 10 kg/cm <sup>2</sup> y temperatura de 32 °C	x	x	x	x	x	HAZOP	Vegetación / Suelo
5	05-PO1DL-TBP	Fuga y derrame de mezcla de hidrocarburo por poro de 1" de diámetro en la pared del tanque a boca de pozo de 500 bls, que opera a presión atmosférica y 32 °C.	x	x	x	x	x	HAZOP	Vegetación / Suelo

### 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-PO1DL-PERF		x	11,919.6	kg	Gas		x				SCRI MODELOS, versión 4.4 SCRI FUEGO, versión 1.4	6.52 / 9.34	282.33	103.83
2	02-PO1DL-PERF		x	378	kg	Gas					x		0 / 0	*No se presenta	19.91
3	03-PO1DL-LF		x	1,662	kg	Líquido-gas					x		0.91 / 0.16	58.43	28.28
4	04-PO1DL-LF		x	8,312.4	kg	Líquido-gas					x		0.86 / 0.43	99.90	111.01
5	05-PO1DL-TBP		x	2,412	kg	Líquido-gas					x		1.16 / 1.37	66.12	26.74

\*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.**

<b>Criterios utilizados.</b>										
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-PO1DL-PERF	100 ppm	10 ppm	1.5 / 2	F	1.0 lb/in <sup>2</sup>	0.5 lb/in <sup>2</sup>	5 Kw/m <sup>2</sup>	1,4 Kw/m <sup>2</sup>	---
2	02-PO1DL-PERF	100 ppm	10 ppm	1.5 / 2	F	1.0 lb/in <sup>2</sup>	0.5 lb/in <sup>2</sup>	5 Kw/m <sup>2</sup>	1,4 Kw/m <sup>2</sup>	---
3	03-PO1DL-LF	100 ppm	10 ppm	1.5 / 2	F	1.0 lb/in <sup>2</sup>	0.5 lb/in <sup>2</sup>	5 Kw/m <sup>2</sup>	1,4 Kw/m <sup>2</sup>	---
4	04-PO1DL-LF	100 ppm	10 ppm	1.5 / 2	F	1.0 lb/in <sup>2</sup>	0.5 lb/in <sup>2</sup>	5 Kw/m <sup>2</sup>	1,4 Kw/m <sup>2</sup>	---
5	05-PO1DL-TBP	100 ppm	10 ppm	1.5 / 2	F	1.0 lb/in <sup>2</sup>	0.5 lb/in <sup>2</sup>	5 Kw/m <sup>2</sup>	1,4 Kw/m <sup>2</sup>	---

\*IDLH: Inminentemente peligrosa para la vida y la salud

\*\*TLV8: Valor umbral límite.

## **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. Planos Diagramas de tubería e instrumentación (DTI's). Perforación del pozo Paso de Oro 1DL.

Anexo 3. Planos Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's) del sistema de manejo de producción.

Anexo 4. Registros generados para el análisis del proceso de perforación del pozo Paso de Oro 1DL, metodología ¿Qué pasa sí?

Anexo 5. Jerarquización de nodos. Perforación del pozo Paso de Oro 1DL.

Anexo 6. Registros generados para el análisis del proceso del sistema de manejo de producción, metodología HAZOP.

Anexo 7. Jerarquización de nodos. Sistema de manejo de producción.

Anexo 8. Memoria de cálculo para la determinación del caudal e inventario de fuga.

Anexo 9. Memoria de cálculo escenarios. Perforación del pozo Paso de Oro 1DL.

Anexo 10. Memoria de cálculo escenarios. Sistema de manejo de producción.

Anexo 11. Diagrama de pétalos. Escenarios 1 y 2. Perforación.

Anexo 12. Diagrama de pétalos. Escenarios 3, 4 y 5. Sistema de manejo de producción.