

## Índice General

I.	ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO	1
<b>I.1.</b>	<b>Bases de diseño</b>	<b>1</b>
I.1.1.	Proyecto Civil	1
I.1.1.1.	Vías de acceso	1
I.1.2.	Proyecto mecánico	5
I.1.3.	Proyecto sistema contra-incendio	5
<b>I.2.</b>	<b>Descripción detallada del proceso</b>	<b>6</b>
I.2.1.	Manejo de producción	6
I.2.1.1.	Mundo Nuevo	6
I.2.1.2.	Campo Topén	6
I.2.1.3.	Campo Malva	6
I.2.2.	Hojas de seguridad	7
I.2.3.	Almacenamiento	7
I.2.4.	Equipos de procesos auxiliares	7
I.2.5.	Pruebas de verificación	7
<b>I.3.</b>	<b>Condiciones de operación</b>	<b>7</b>
I.3.1.	Especificación del cuarto de control	8
I.3.2.	Sistemas de aislamiento	8
<b>I.4.</b>	<b>Análisis y evaluación de riesgos</b>	<b>8</b>
I.4.1.	Antecedentes de accidentes e incidentes	8
I.4.2.	Metodologías de identificación y jerarquización	9
I.4.2.1.	Tablas de probabilidad y consecuencias	11
I.4.2.2.	Matrices de riesgo	13
I.4.2.3.	Fase de evaluación de riesgos ¿Qué pasa sí..?	14
I.4.2.4.	Determinación de escenarios de riesgos (Jerarquización)	15

---

I.4.2.5.	Análisis de consecuencias.	25
I.4.3.	Criterios de Simulación.	26
II.	<b>DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES</b>	<b>30</b>
II.1.	<b>Radios potenciales de afectación</b>	<b>30</b>
II.2.	<b>Interacción de riesgo</b>	<b>34</b>
II.3.	<b>Efectos sobre el sistema ambiental</b>	<b>41</b>
III.	<b>SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL</b>	<b>41</b>
III.1.	<b>Recomendaciones técnico-operativas</b>	<b>41</b>
III.1.1.	Sistemas de seguridad	43
III.1.2.	Medidas preventivas	43
IV.	<b>RESUMEN</b>	<b>44</b>
IV.1.	<b>Señalar las conclusiones del estudio de riesgo ambiental</b>	<b>44</b>
IV.2.	<b>Hacer un resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de riesgo ambiental</b>	<b>45</b>
IV.3.	<b>Presentar el informe técnico debidamente llenado</b>	<b>46</b>

**Indice Tabla**

Tabla I.3.1 Producción esperada Pozo Mundo Nuevo 2A	8
Tabla I.3.2 Condiciones de operación Campo Mundo Nuevo	8
Tabla I.3.2 Condiciones de operación Campo Topén	8
Tabla I.4.1 Accidentes e Incidentes en campos terrestres	9
Tabla I.4.2 Valores de probabilidad	11
Tabla I.4.3 Valores de Consecuencias	12
Tabla I.4.4 Matriz 5 X 5	13
Tabla I.4.5 Resumen de resultados de la identificación de riesgos	14
Tabla I.4.6 Resumen de resultados de la identificación de riesgos	15
Tabla I.4.7 Agrupación de escenarios de riesgo antes de la reducción del riesgo	17
Tabla I.4.8 Jerarquización de escenarios de riesgo	21
Tabla I.4.9 Escenarios de mayor riesgo	25
Tabla I.4.10 Parámetros de condiciones meteorológicas	26
Tabla I.4.11 Diámetro equivalente de la fuga recomendados para la evaluación de consecuencias	26
Tabla I.4.12 Valores de Reporte por Dispersión Tóxica Incendio y Explosión	28
Tabla I.4.13 Efectos por Radiación térmica	28
Tabla I.4.14 Efectos por Sobrepresión	28
Tabla II.1.1 Radios de Afectación por Escenario	31
Tabla II.2.1 Análisis de Vulnerabilidad DEscontrol	35
Tabla II.2.2 Análisis de Vulnerabilidad falla equipo de medición	36
Tabla II.2.3 Análisis de Vulnerabilidad vandalismo	37
Tabla II.2.4 v Análisis de Vulnerabilidad daño a suelo y fauna	38
Tabla II.2.5 Análisis de Vulnerabilidad desmantelamiento de equipo	39
Tabla II.2.6 Análisis de Vulnerabilidad equipo de medición	40
Tabla III.1.1 Recomendaciones técnico operativas de la MIA	42
Tabla IV.3.1 Estimación de consecuencia	46
Tabla IV.3.2 Criterios utilizados	48

## Índice Figura

Figura I.1.1 Macropera con dimensiones para un pozo tipo convencional	3
Figura I.1.2 Macropera con dimensiones para dos pozos tipo convencional	4
Figura I.1.3 Propuesta de diseño civil de contrapozo	5
Figura I.4.1 Metodología ¿Que pasa sí...? (What-if..?)	10
Figura I.4.2 Matriz de riesgo para escenarios identificados	16
Figura I.4.3 Grafico de clasificación de escenarios de riesgo con afectación a personal o población (lesiones / enfermedad)	17
Figura I.4.4 Grafico de clasificación de escenarios con afectación al medio ambiente	18
Figura I.4.5 Grafico de clasificación de escenarios de riesgo con afectación a calidad del servicio	19
Figura I.4.6 Grafico de clasificación de escenarios de riesgo afectación a instalación (pérdida/ daño)	20
Figura II.1.1 Radios de afectación descontrol de pozo Campo Malva.	33

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

## I.1. BASES DE DISEÑO

Los campos del presente estudio son Campo Mundo Nuevo, Campo Topen y Campo Malva, los cuales pertenecían a PEMEX, y eran parte del Activo de Producción Macuspana-Muspac, actualmente estos campos fueron asignados a Renaissance Oil Corp. Dentro de la información proporcionada por CNH no se encuentran las bases de diseño del campo ni de accesos, solamente se cuenta con los DTI's de los pozos y su respectiva línea de descarga al cabezal correspondiente., los cuales se pueden consultar en el **Anexo VIII.2.6.1.**

Para los trabajos que se están programando realizar en los tres campos se puede consultar el **Capítulo II de la MIA** en donde se describen detalladamente. En estos campos se encuentran las actividades de perforación de pozos, adecuación de caminos de acceso, reparación de pozos, colocación de patines de medición y el tendido de ductos entre cabezales de producción y línea de envío.

### I.1.1. Proyecto Civil

La situación actual de las instalaciones para el manejo y transporte de la producción se encuentran en condiciones operativas y bajo un esquema con características y aspectos que se describen a continuación:

#### I.1.1.1. Vías de acceso

##### ***Campo Mundo Nuevo***

- La vía de acceso general al campo está en buenas condiciones, está asfaltada en la mayor parte del camino al campo.
- Hay sólo un camino de acceso al campo, así que esto podría ser una preocupación desde el punto de vista de la seguridad operacional.
- Hay algunos asentamientos de personas cerca de las localizaciones de los pozos.

##### ***Campo Topén***

- La vía de acceso general a la ubicación del campo está asfaltada y en buenas condiciones, los accesos secundarios a las localizaciones existentes son de terracería.
- No se tiene un acceso alternativo a la vía principal antes mencionada, lo cual puede representar una restricción desde el punto de vista de la continuidad operativa.
- Otro factor importante es la presencia de asentamientos humanos en la proximidad de las localizaciones de pozos existentes, así como la presencia de organizaciones sindicales.
- Considerando el camino asfaltado de acceso principal al campo, el pozo más cercano se localiza aproximadamente a 1.8 km y el más alejado a 3.3 km.
- Se ha podido constatar que en algunos tramos las vías se vuelven estrechas, además de que los puentes existentes en la vía secundaria de igual manera requieren evaluar su integridad física, esto específicamente en el acceso a la ubicación del pozo Topén-3.

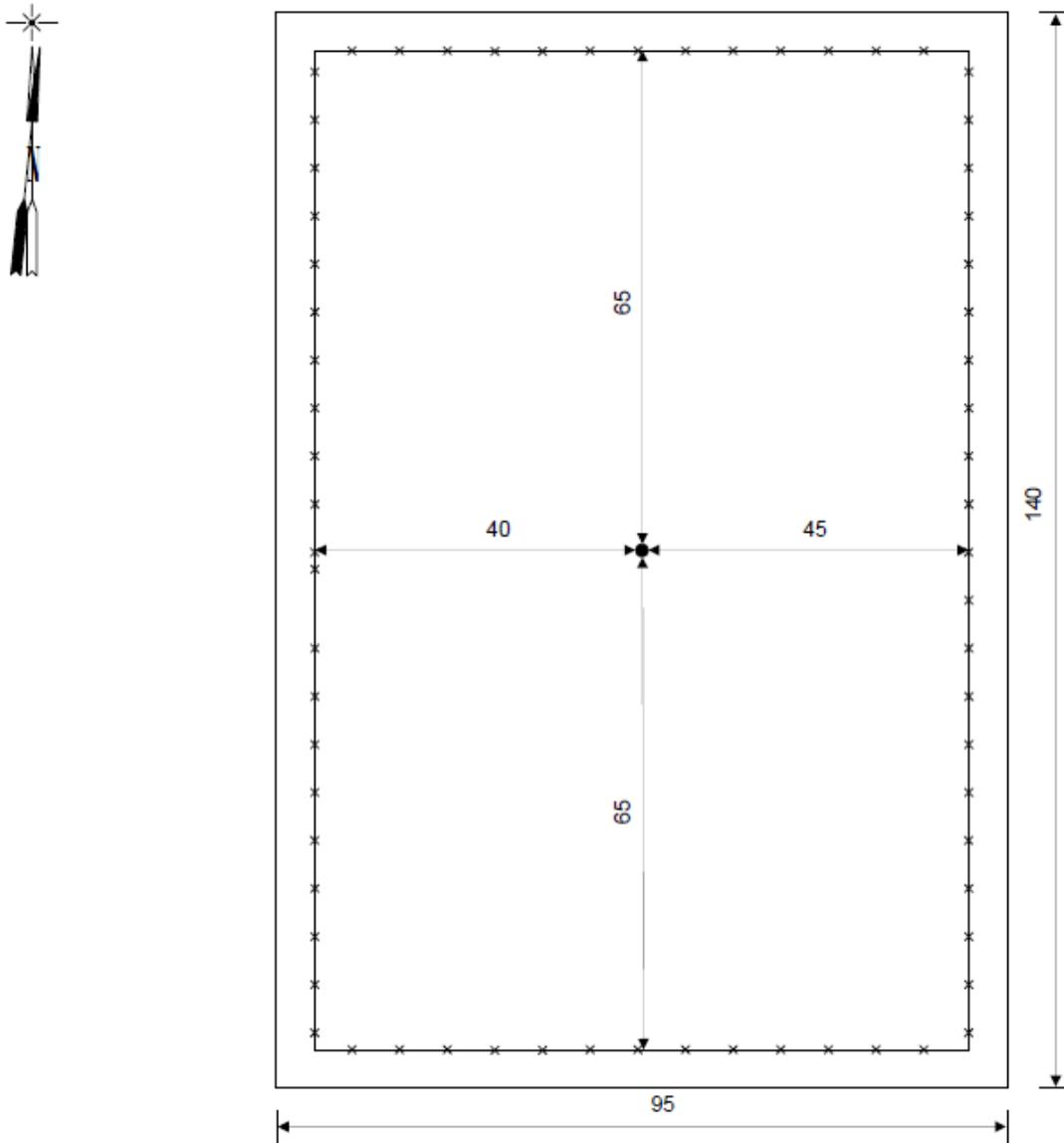
##### ***Campo Malva***

- El camino de acceso general al bloque se encuentra en condiciones favorables, incluso hasta el camino de acceso a la localización donde se ubican los tres pozos del campo, el camino se encuentra asfaltado.
- El acceso es único y no tiene una salida o entrada alterna, es decir por el mismo punto de acceso es la salida a partir de la comunidad de Sunuapa, esto puede representar una restricción desde el punto de vista de la continuidad operativa.
- Cabe resaltar que esta única vía cuenta con puntos de cambios de elevación y dirección muy pronunciados, incrementando el nivel de riesgo para el transporte de unidades pesadas y ligeras en las operaciones diarias.
- Finalmente, otro punto importante es el puente de acceso hacia la localización de los pozos, ya que es una construcción relativamente longeva, de estructura tubular con material recuperado, por lo que su resistencia y factor de seguridad debe ser inspeccionado y verificado por especialistas, considerando que la posibilidad de realizar trabajos de reacondicionamiento de pozo e inclusive una nueva perforación, el incremento de riesgo por el tránsito de equipo pesado.

En caso de reparación de puentes este dependerá de las inspecciones que se realicen, en los casos de los caminos si es necesario realizar una ampliación esta se llevará a cabo en los caminos ya trazados.

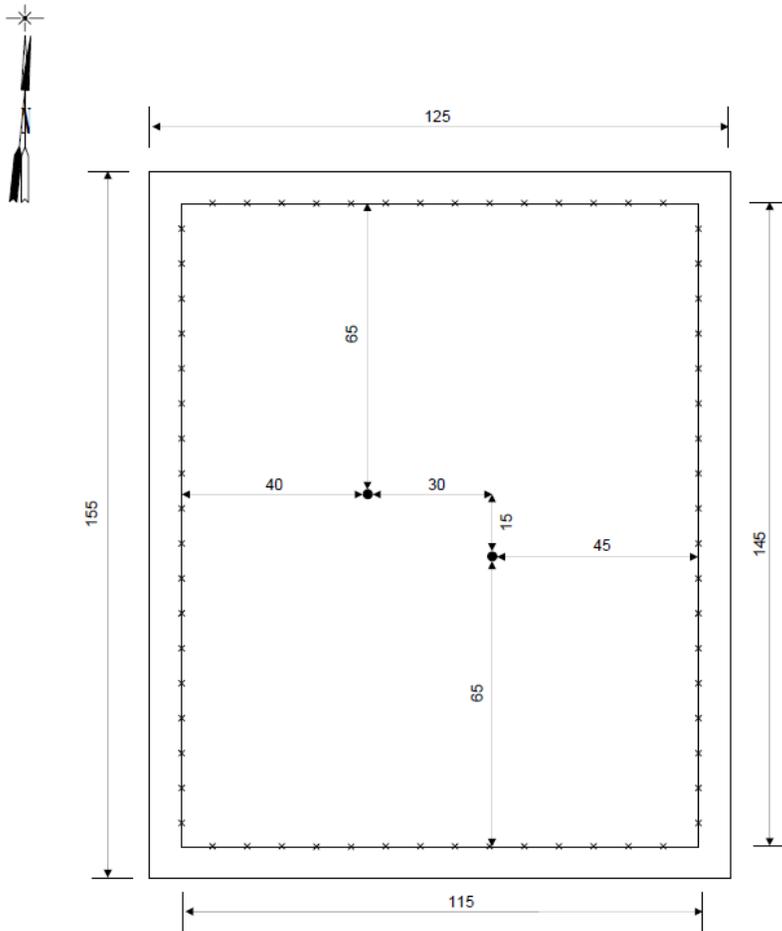
#### Macropera

Para la perforación de nuevos pozos será necesario realizar las adecuaciones de las macroperas existentes o en su defecto de macroperas nuevas. De acuerdo al Anexo 7 de la NRF-276-PEMEX-2010, las macroperas deben cumplir con las dimensiones mostradas en la Figura 1.1.1 en caso de ser para un solo pozo convencional o la Figura I.1.1.2 para macropera con dos pozos convencionales.



**FIGURA I.1.1 MACROPERA CON DIMENSIONES PARA UN POZO TIPO CONVENCIONAL**

Fuente: NRF-236-PEMEX-2010 Diseño, construcción y mantenimiento de localizaciones y sus caminos de acceso, para la perforación de pozos petroleros terrestres.



**FIGURA I.1.2 MACROPERA CON DIMENSIONES PARA DOS POZOS TIPO CONVENCIONAL**

**Fuente: NRF-236-PEMEX-2010** Diseño, construcción y mantenimiento de localizaciones y sus caminos de acceso, para la perforación de pozos petroleros terrestres.

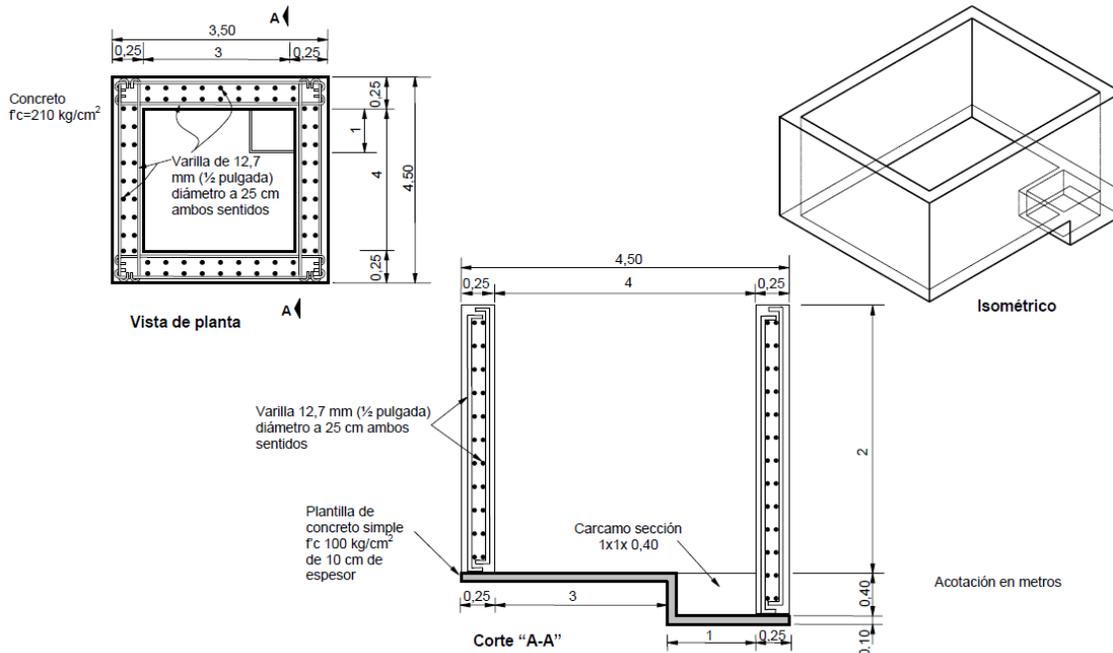
### Contrapozo

El contrapozo es la estructura que se construye en el subsuelo para ubicar por medio de coordenadas geográficas, el sitio donde se debe hacer la perforación del pozo. Tiene como funciones principales facilitar el hincado del tubo conductor y alojar los preventores para el control del pozo durante la perforación. De acuerdo a la NRF-236-PEMEX-2010, se deben de tomar en cuenta en la construcción del contrapozo las siguientes consideraciones:

- Distancia mínima entre contrapozos 12.5 metros. Cuando se requiera una distancia mayor en función de disponibilidad y capacidad de los equipos de perforación.
- Distancia mínima entre líneas de contrapozos 35 metros.
- Distancia mínima entre bloques de contrapozos 43 metros.
- Distancia mínima del separador al pozo más cercano 50 metros.
- Distancia mínima de pozo a tanques 20 metros.

- Distancia mínima de separadores a tanques 20 metros
- Distancia mínima de la caseta del operador a cabezal de pozos 30 metros
- Distancia mínima de la caseta del operador al pozo más cercano 50 metros
- Distancia mínima del cabezal de pozos al pozo más cercano 40 metros

En la **Figura I.1.3** se muestra el isométrico y armado de contrapozo.



**FIGURA I.1.3 PROPIUESTA DE DISEÑO CIVIL DE CONTRAPOZO**

**Fuente:** NRF-236-PEMEX-2010 Diseño, construcción y mantenimiento de localizaciones y sus caminos de acceso, para la perforación de pozos petroleros terrestres.

## I.1.2. Proyecto mecánico

El proyecto mecánico que se, llevará a cabo en los campos será la perforación de pozos, la incorporación de líneas de descarga hasta el cabezal correspondiente o en un futuro que alguna línea cumpla su vida útil y no pueda operar con las presiones de los campos se tendrá que sustituir, a continuación, en el **Capítulo II** de la **MIA** se describen las actividades mencionadas.

## I.1.3. Proyecto sistema contra-incendio

Los campos no cuentan con sistema contraincendio ya que este se encuentra aislados y no se encuentra personal operativo, solo se realizan supervisiones diarias, en caso de ocurrir algún evento de incendio se cuenta con el Plan de Respuesta a Emergencia (PRE), en donde se indica las acciones a realizar.

Para las actividades de perforación y reparación los equipos que realicen estas actividades deberán contar con las medidas de seguridad para combatir un incendio.

## I.2. DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO

A continuación, presentaremos la descripción de proceso de los Campos Mundo Nuevo, Topén y Malva. Actualmente en los tres campos se encuentran operando pozos:

Mundo Nuevo Pozo Mundo Nuevo 2A

Topén Pozos Topen 21 y Topén 3 (Bombeo neumático)

Malva Pozo Malva 85

La producción de estos pozos es enviada a su respectiva batería de separación para su separación y posterior venta. El tipo de hidrocarburo que se maneja es gas con contenido de agua y condensados, los pozos Mundo Nuevo 2A, Topen 21 y Malva 85 son fluyentes y el pozo Topén 3 requiere de bombeo neumático.

### I.2.1. Manejo de producción

#### I.2.1.1. Mundo Nuevo

La producción resultante del pozo mundo nuevo y de los futuros pozos a perforar será enviada a través de líneas de descarga de 4" de diámetro que se conectarán al cabezal Mundo Nuevo, y es transportado por medio de un oleogasoducto de 8" de diámetro y una distancia de 7.85 Kilómetros, hasta el cabezal Comoapa y posteriormente fluye en corriente hasta la Batería de Separación Giraldas por una tubería de 12" de diámetro por 11 Kilómetros de longitud, a partir de este punto se considera responsabilidad operativa, seguridad, medio ambiente y mantenimiento a cargo del previo operador.

#### I.2.1.2. Campo Topén

Para el manejo de la producción de este campo, se tiene interconexión a un oleogasoducto que tiene como punto de inicio la localización de los pozos a perforar y del actual operando. Por medio de esta tubería y una serie de interconexiones se realiza el transporte de la corriente producida hasta su llegada a la Estación de flujo Artesa, en esta última se lleva a efecto el proceso de separación de fases de la misma para su compresión y bombeo respectivamente. Las características y dimensiones de este oleogasoducto son: diámetro nominal de 8" y una distancia de origen y destino de 5.5 km, este destino es la Estación de flujo Artesa.

#### I.2.1.3. Campo Malva

La producción del Campo Malva se envía a través de una línea de descarga que se interconecta a un oleogasoducto de 8" de diámetro y una distancia de 15.1 Kilómetros, hasta su destino final en la Batería de Separación Sunuapa, en donde se realiza el proceso de separación de las fases líquido y gas de la misma, a las condiciones de operación de esta instalación, cabe mencionar que esta se encuentra fuera del área contractual.

Para llevar el registro de medición en los campos mencionados se está evaluando el sistema de medición adecuado, el cual se describió en el Capítulo II.

En caso de que los pozos a perforarse requieran de un sistema de bombeo neumático, se contara con el equipo con características a continuación descritas.

El equipo de bombeo neumático incluye un equipo de moto-compresión en superficie el cual inyecta al pozo un flujo de gas entre 0.8 y 1 millón de pies cúbicos por día (dato estimado), a través de una tubería flexible dentro de la tubería de producción del pozo.

Este sistema es de tipo autoabastecido, ya que el gas utilizado para el proceso de levantamiento artificial se toma del mismo pozo al separar la corriente producida, esta separación se realiza por medio de un equipo de separación de fases instalado de forma integral con el equipo de compresión a boca de pozo, en cuanto a este sistema se tiene adicionalmente un suministro de gas LP como combustible para el motor de accionamiento del compresor, debido a la presencia de H<sub>2</sub>S en las corrientes de los pozos.

### **I.2.2. Hojas de seguridad**

Las sustancias más peligrosas durante las operaciones, actividades de perforación, reparación, tendido de ductos y extracción de los pozos en los campos son:

- Gas natural húmedo
- Gas LP
- Condensados de gas húmedo.

Las cuales se encuentran en el **Anexo VIII.2.6.1** al igual que las composiciones de los tres campos utilizadas para llevar a cabo la modelación de consecuencias.

### **I.2.3. Almacenamiento**

Para las actividades a realizarse en los tres campos no se está contemplando la construcción de ningún tipo de almacenamiento. Ya que toda la producción se envía a baterías de separación, anteriormente mencionadas.

### **I.2.4. Equipos de procesos auxiliares**

Los equipos auxiliares a utilizarse en los trabajos de perforación, reparación, construcción de líneas, acondicionamiento de caminos serán equipos de perforación (100 a 1500 rpm dependiendo del tipo de pozo), equipos de reparación los cuales se describen en el **Capítulo II de la MIA**.

### **I.2.5. Pruebas de verificación**

De la información proporcionada por CNH a Renaissance Oil Corp. Se tiene registro de inspecciones de integridad mecánica en cabezales de pozos, líneas de descarga y cabezales de envío del año 2010. Para verificar la integridad actual de dichos equipos y sistemas de distribución Renaissance Oil Corp realizó pruebas de integridad mecánica en septiembre de 2016, las cuales se pueden consultar en el **Anexo VIII.2.6.1**.

Se realizan pruebas de producción cada mes y se monitorean las condiciones actuales de los pozos. Con la intención de determinar si existen variaciones entre los meses anteriores.

## **I.3. CONDICIONES DE OPERACIÓN**

A continuación, se presentarán las condiciones de operación actuales y esperadas de los campos Mundo Nuevo, Topén y Malva. Dicha información fue tomada de los planes de evaluación proporcionados por Renaissance Oil Corp.

Campo Mundo Nuevo

Para la reparación del pozo Mundo Nuevo 2A se espera la producción mostrada en la **Tabla I.3.1**.

**TABLA I.3.1 PRODUCCIÓN ESPERADA POZO MUNDO NUEVO 2A**

	Aceite (mmbbls)	Gas (mmmpc)	Agua (mmbbls)
P10	0.389	6.302	2.820
P50	0.427	8.828	2.436
P90	0.456	10.322	1.996

Fuente: Plan de evaluación Campo Mundo Nuevo.

En la **Tabla I.3.2** se muestra la producción actual del Campo Mundo Nuevo

**TABLA I.3.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN CAMPO MUNDO NUEVO**

Campo / pozo	Aceite BPD	Agua BPD	Gas MMPCD	Presión en T.P Kg/cm <sup>2</sup>	Presión en L.DD Kg/cm <sup>2</sup>	Temperatura en T.P °C	Temperatura en L.D.D °C
Mundo Nuevo 2A	113	573	2.2	118	33	68	57

Fuente: Plan de evaluación Campo Mundo Nuevo.

**TABLA I.3.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN CAMPO TOPÉN**

Campo / pozo	Aceite BPD	Agua BPD	Gas MMPCD	API	Presión en T.P Kg/cm <sup>2</sup>	Presión en L.DD Kg/cm <sup>2</sup>	Temperatura en T.P °C	Temperatura en L.D.D °C
Topén	290	10	0.5	22	25	21	35	34

Fuente: Plan de evaluación Campo Topén.

### I.3.1. Especificación del cuarto de control

Para la operación de los campos Mundo Nuevo, Topén y Malva actualmente no se contempla la construcción de un cuarto de control. En caso de requerir monitorear las condiciones de los pozos y de la producción se realizará con telemetría.

### I.3.2. Sistemas de aislamiento

Para los pozos y evitar que estos se derramen por completo se cuenta con la salvaguarda pasiva del contrapozo, el cual ya se ha descrito anteriormente. Las fugas o derrames existentes serán detectadas por el sistema de medición que indicará baja presión y por la supervisión operativa, en cuanto se detecte la fuga o derrame se activará el PRE y PCA según sea el caso, y tendrán que realizarse las mitigaciones y reparaciones correspondientes.

## I.4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

### I.4.1. Antecedentes de accidentes e incidentes

De la información entregada por CNH a Renaissance no se reportan accidentes en los Campos mencionados. En la **Tabla I.4.1** se presentan algunos accidentes registrados desde el año 2010 hasta la fecha.

**TABLA I.4.1 ACCIDENTES E INCIDENTES EN CAMPOS TERRESTRES**

No.	Tipo	Instalación	Fecha de incidente / accidente	Descripción / afectación
1	Una explosión.	Gasoducto propiedad de Enterprise	07 de junio de 2010	en una línea de gasoducto propiedad de Enterprise Product Partners (EPD.N) en el norte de Texas causó un muerto. El incidente se produjo cuando unos operarios eléctricos excavaban un hoyo, impactando el ducto de gas natural. La empresa violó varias regulaciones estatales, según las autoridades
2	Derrame de hidrocarburos	Ruptura de oleoducto Enbrige 6B (Michigan)	26 de julio de 2010	Derrame de 19.000 barriles en las vías fluviales locales en uno de los mayores desastres de ductos en la historia de Estados Unidos. El ducto sigue cerrado, lo que ha afectado a algunas operaciones de refinación en el medio oeste estadounidense.
3	Incendio / explosión	Ducto San Martin Texmelucan	Diciembre de 2010	30 personas muertas, 52 heridos y alrededor de 80 viviendas con daños
4	Derrame de hidrocarburo	Oleoducto de transporte de petróleo de PDVSA en Jusepín	06 de febrero de 2012	Crisis de agua en Monagas que causó un derrame de crudo.
5	incendio	Pozo CM-26 en el estado Zulia	03 de junio de 2012	Tres heridos y un fallecido.
6	Explosión	Gasoducto en Reynosa Tamaulipas	18 de septiembre de 2012	30 muertos y decenas de heridos
7	Incendio / explosión	Pozo Terra 123	27 de octubre de 2013	Una supuesta fuga de gas se sale de control y explota el Terra
8	Explosión	Ducto en Cárdenas Tabasco	23 de diciembre de 2015	Un muerto y 7 heridos
9	Explosión en toma clandestina	Poliducto (Tierra Blanca Veracruz)	01 de octubre de 2017	4 muertos

Análisis: CSIPA S.A. de C.V.,2017.

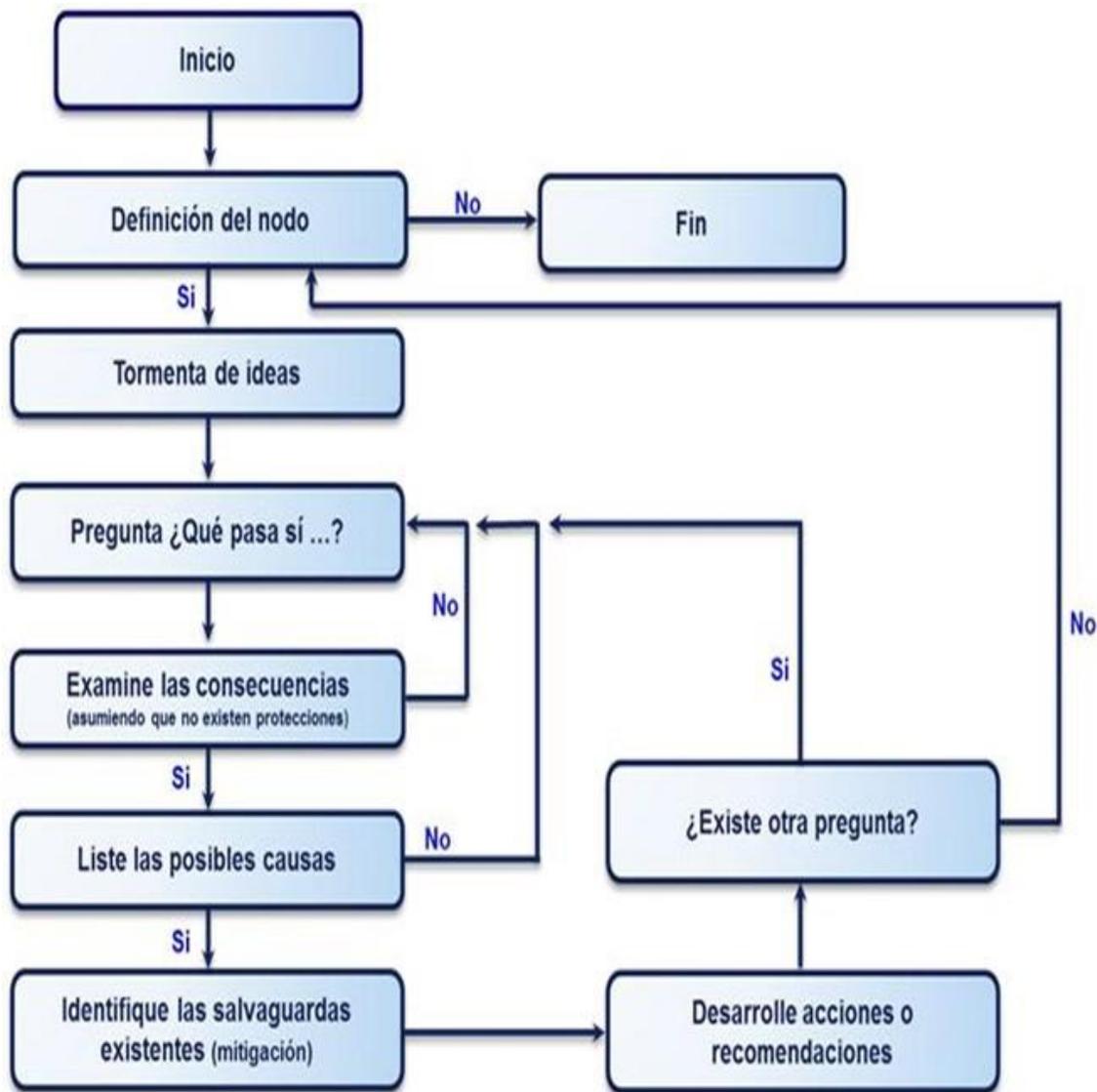
## I.4.2. Metodologías de identificación y jerarquización

La metodología de análisis ¿Qué pasa sí...? (¿what if...?), tiene el enfoque de una lluvia de ideas en la cual el grupo multidisciplinario familiarizado con el proceso formula preguntas o manifiesta preocupaciones acerca de posibles eventos no deseados, el análisis no es un proceso estructurado como algunas otras metodologías, en su lugar requiere que el analista adapte el concepto básico a la aplicación específica.

El concepto del análisis ¿Qué pasa sí...? anima al grupo de evaluación de riesgos a pensar en preguntas que empiecen con “¿Qué pasa sí...?”, cualquier proceso puede ser manifestado, aún si no es parafraseado como pregunta.

El propósito del análisis ¿Qué pasa sí...? es identificar peligros, situaciones peligrosas o eventos de accidentes específicos que pueden producir una consecuencia indeseable, un grupo multidisciplinario y experimentado identifica las posibles situaciones de accidente, sus consecuencias y las medidas de seguridad existentes, entonces se sugieren alternativas de reducción de riesgos, el método puede involucrar la revisión de posibles desviaciones del diseño, construcción, modificación o de operaciones, requiere de un entendimiento básico de la intención del proceso, junto con la habilidad de combinar mentalmente las posibles desviaciones del diseño que podrían resultar en un accidente, es un procedimiento poderoso si el personal es experimentado; de otra manera, los resultados serán probablemente incompletos.

En la **Figura I.4.1** se muestran las diferentes etapas de la metodología What If...? (¿Qué pasa sí...?)



**FIGURA I.4.1 METODOLOGÍA ¿QUE PASA SÍ...? (WHAT-IF..?)**

### I.4.2.1. Tablas de probabilidad y consecuencias

Los valores considerados en la **Tabla I.4.2.** y **Tabla I.4.3** se encuentran estimados para la probabilidad y consecuencias los cuales fueron tomados del documento referente de identificación de peligros y análisis de riesgos de Renaissance Oil Corp. con código ROC-ST-HSE-0300. "Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos".

**TABLA I.4.2 VALORES DE PROBABILIDAD**

Valor	Descripción de frecuencia	
E	Muy probable	Casi inevitable, un evento puede ocurrir de manera rutinaria durante el transcurso del trabajo.
D	Probable	Evento considerable que probablemente ocurra durante el trabajo.
C	Posible	Evento que podría ocurrir cuando otros factores están presentes, pero por lo demás poco probable
B	Improbable	Rara combinación de factores se requieren para que el evento ocurra.
A	Muy Improbable	No se ha sabido que ocurra en la industria.

Fuente: ROC-ST-HSE-0300 "Identificación de peligros y análisis de riesgos"

En la Tabla I.4.3 se muestran los valores de consecuencias utilizados durante la identificación de riesgos.

**TABLA I.4.3 VALORES DE CONSECUENCIAS**

Valor	Rubro a evaluar			
	Lesión/ Enfermedad	Medio Ambiente	Calidad de Servicio	Pérdida / Daño (USD)
<b>5 Mayor</b>	Fatalidad/ Lesión Mayor con incapacidad permanente.	Descarga incontrolada sust. Pel. >10.000 L. Derrame Crudo >100 b. Derrame de Agua Producida >500 b.	Retraso extensivo/múltiple factores que resulta en la pérdida del contrato/ (<7days)	1M +
<b>4 Serio</b>	Tiempo Perdido por Lesión (LTI)	Descarga incontrolada sust. Pel. >10.000 l. Derrame Crudo >100 b. Derrame de Agua Producida >500 bls.	Retraso serio/factores que resultan en la pérdida del trabajo (<48hrs.)	500K > 1M
<b>3 Moderado</b>	Tratamiento Médico / Trabajo Restringido	Desc. en el suelo, aire o agua/evacuación del área/fatalidades en la fauna. Derrame de: Sust. Pel. <10.000 lts. Crudo <100 bls. Agua Producida < 500 bls.	Retraso significativo que resulta en una amonestación por escrito. (12-48 hrs)	250K > 500K
<b>2 Menor</b>	Primeros Auxilios	Derrame de Sustancias Peligrosas <1000 litros. Derrame de Crudo <50barriles Derrame de Agua Producida <250 barriles	Retraso/Caso Menor resuelto en sitio, con plan de acción requerido. (4-12hrs)	100 > 250k
<b>1 Ligero</b>	Lesión sin ningún tratamiento.	Derrame de Sustancias Peligrosas <100 litros. Derrame de Crudo <10 barriles Derrame de Agua Producida < 50 barriles	Retraso sin consecuencias. (0-4hrs)	0 > 100K

Fuente: ROC-ST-HSE-0300 "Identificación de peligros y análisis de riesgos"

### I.4.2.2. Matrices de riesgo

La jerarquización y evaluación de riesgo se realizará mediante la utilización de la “Matriz de Riesgos” en base al Impacto (despreciable, crítico y catastrófico) y probabilidad (baja, media y alta) misma que está apegada a normas internacionales tales como OSHAS e ISO.

En la **Tabla I.4.4** se muestra la matriz 5 x 5 con tres niveles de riesgos bajo(B), medio (M) y Alto (A), la cual será utilizada para la evaluación de riesgos.

**TABLA I.4.4 MATRIZ 5 X 5**

		Probabilidad				
		A Muy Improbable	B Improbable	C Posible	D Probable	E Muy probable
Consecuencias / impacto/ severidad	5 Mayor	A-5	B-5	C-5	D-5	E-5
	4 Serio	A-4	B-4	C-4	D-4	E-4
	3 Moderado	A-3	B-3	C-3	D-3	E-3
	2 Menor	A-2	B-2	C-2	D-2	E-2
	1 Ligero	A-1	B-1	C-1	D-1	E-1

Fuente: ROC-ST-HSE-0300 “Identificación de peligros y análisis de riesgos”

En el presente capítulo se presentarán los escenarios obtenidos durante la identificación de riesgos, se realizará un conteo de los escenarios totales resultantes, se determinará los escenarios con un nivel de riesgos alto y se llevarán a cabo las modelaciones de posibles incendios, explosión, dispersión tóxica o derrame de hidrocarburos de dichos escenarios.

Para el análisis de riesgos se conformó el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos (GMAER), con la finalidad de identificar los peligros y posibles escenarios de riesgo que se pudieran presentar durante la perforación de los pozos del Campo Mundo Nuevo.

El peligro y la forma en que éste es liberado, dependen de las diferentes amenazas a las que se ve expuesto y una vez liberado generar diferentes tipos de consecuencias de eventos no deseados, dichos escenarios pueden afectar potencialmente la seguridad del proceso de perforación de pozo, y derivado de ello al personal, ambiente e instalación; lo anterior aunado a la identificación de las protecciones existentes, permite determinar la pertinencia de la aplicación de medidas adicionales, que conlleven a la operación segura de los procesos involucrados.

De acuerdo al ciclo de vida de las instalaciones, características operativas del proceso, naturaleza de las sustancias peligrosas manejadas y características del entorno en la instalación referida, se establece que la técnica más adecuada para la identificación de riesgos asociados con la operación del pozo, para fines del presente estudio es:

- "¿Qué pasa sí...?" (What if...?) para la identificación de los riesgos en los pozos del Campo Mundo Nuevo.

### I.4.2.3. Fase de evaluación de riesgos ¿Qué pasa sí..?

El análisis de riesgo cualitativo se desarrolló durante el periodo del **16 al 19 de agosto del 2017**, en la sala de juntas de las oficinas de Renaissance Oil Corp., ubicadas en la Ciudad de México.

Se conformó el Grupo Multidisciplinario integrado por personal de Renaissance Oil Corp. y de CSIPA S.A. de C.V., con la finalidad de identificar y evaluar los posibles riesgos correspondientes a la perforación del pozo, reparación del pozo, instalación de nuevos ductos, factores externos y factores internos. El acta constitutiva de la conformación del grupo de trabajo se encuentra en el **Anexo B**.

Para el desarrollo de la evaluación de riesgos se tomó como base el Plan de Evaluación de Perforación de los pozos del Campo Mundo Nuevo y los criterios establecidos en el documento ROC-ST-HSE-0300, Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos proporcionados por Renaissance Oil Corp.

#### Sistemas analizados.

La selección de los sistemas para la identificación de riesgos, se definió de acuerdo a lo establecido por el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos, los cuales son desarrollados conforme al tipo de formaciones y estructura del pozo a perforar, quedando de la siguiente manera una vez ajustados para el análisis durante la identificación de riesgos.

En la **Tabla I.4.5** se presenta cada uno de los sistemas analizados en la identificación y ponderación de riesgos mediante la técnica ¿Qué pasa sí...?

**TABLA I.4.5 RESUMEN DE RESULTADOS DE LA IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS**

Sistemas	Subsistemas
Conductor TR 20" hincado.	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Hincado y armado de conductor.</li> </ul>
Proceso de perforación, toma de registros, introducción de TR o liner, cementación del pozo etapas: Primera etapa 13 3/8", Segunda etapa 9 5/8", Tercera etapa 7 5/8", Cuarta etapa 5 1/2"	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Perforación (Primera, Segunda, Tercera y Cuarta etapa).</li> <li>◆ Toma de Información (Registro con Cable, Primera, segunda, tercera y cuarta etapa Introducir TR (Primera, segunda y tercera etapa) o liner (cuarta etapa).</li> <li>◆ Cementar TR (Primera, segunda y tercera etapa) o liner (cuarta etapa).</li> <li>◆ Hidrocarburo (Mezcla cuarta etapa).</li> </ul>
Terminación 2 7/8", Empacador, Camisa y Colgador	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Armado del empacador.</li> <li>◆ Estimulación del pozo.</li> <li>◆ Pruebas de producción.</li> </ul>
Reparación mayor del pozo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Reparación.</li> </ul>
Construcción de ductos	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Acondicionamiento de terreno para construcción de ducto.</li> <li>◆ Construcción de zanja</li> <li>◆ Construcción de ducto</li> <li>◆ Conexión de ducto co ductos existente o equipos</li> </ul>
Sistema de Medición	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Sistema de medición</li> </ul>
Factores internos	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Laborales.</li> </ul>

**TABLA I.4.5 RESUMEN DE RESULTADOS DE LA IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS**

Sistemas	Subsistemas
	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Operaciones rutinarias.</li> <li>◆ Operaciones No rutinarias.</li> </ul>
Factores externos	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Climáticos</li> <li>◆ Humanos.</li> </ul>

Análisis: CSIPA, 2017.

Para la identificación de peligros para la perforación del pozo Mundo Nuevo Loc-1, el grupo multidisciplinario decidió analizar las actividades similares que se realizan en cada etapa y agruparlas en un solo sistema, para las situaciones de cada etapa (objetivo, fallas, cuerpos de agua), se realiza también el análisis especificándose en que etapa se puede encontrar.

En caso de que el escenario de riesgo de no alcanzar la profundidad programada, se contempla realizar una ventana operativa (side track) o realizar la cementación de la TR y continuar con la siguiente etapa. En caso de existir cambio en programa de perforación original se avisará a la autoridad competente.

#### **I.4.2.4. Determinación de escenarios de riesgos (Jerarquización)**

Como resultados de la metodología utilizada Que pasa sí...? se obtuvieron **359** escenarios de riesgos, los cuales quedaron distribuidos de acuerdo a las etapas de perforación y aspectos generales de la instalación de la siguiente manera:

**TABLA I.4.6 RESUMEN DE RESULTADOS DE LA IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS**

Sistemas	Escenarios
Conductor TR 20" hincado	27
Proceso de perforación, toma de registros, introducción de TR o liner, cementación del pozo etapas: Primera etapa 13 3/8", Segunda etapa 9 5/8", Tercera etapa 7 5/8", Cuarta etapa 5 1/2"	74
Terminación 2 7/8",Empacador, Camisa y Colgador	45
Reparación mayor del pozo	59
Construcción de ductos	23
Sistema de medición	39
Factores externos	43
Factores internos	21
<b>Total</b>	<b>331</b>

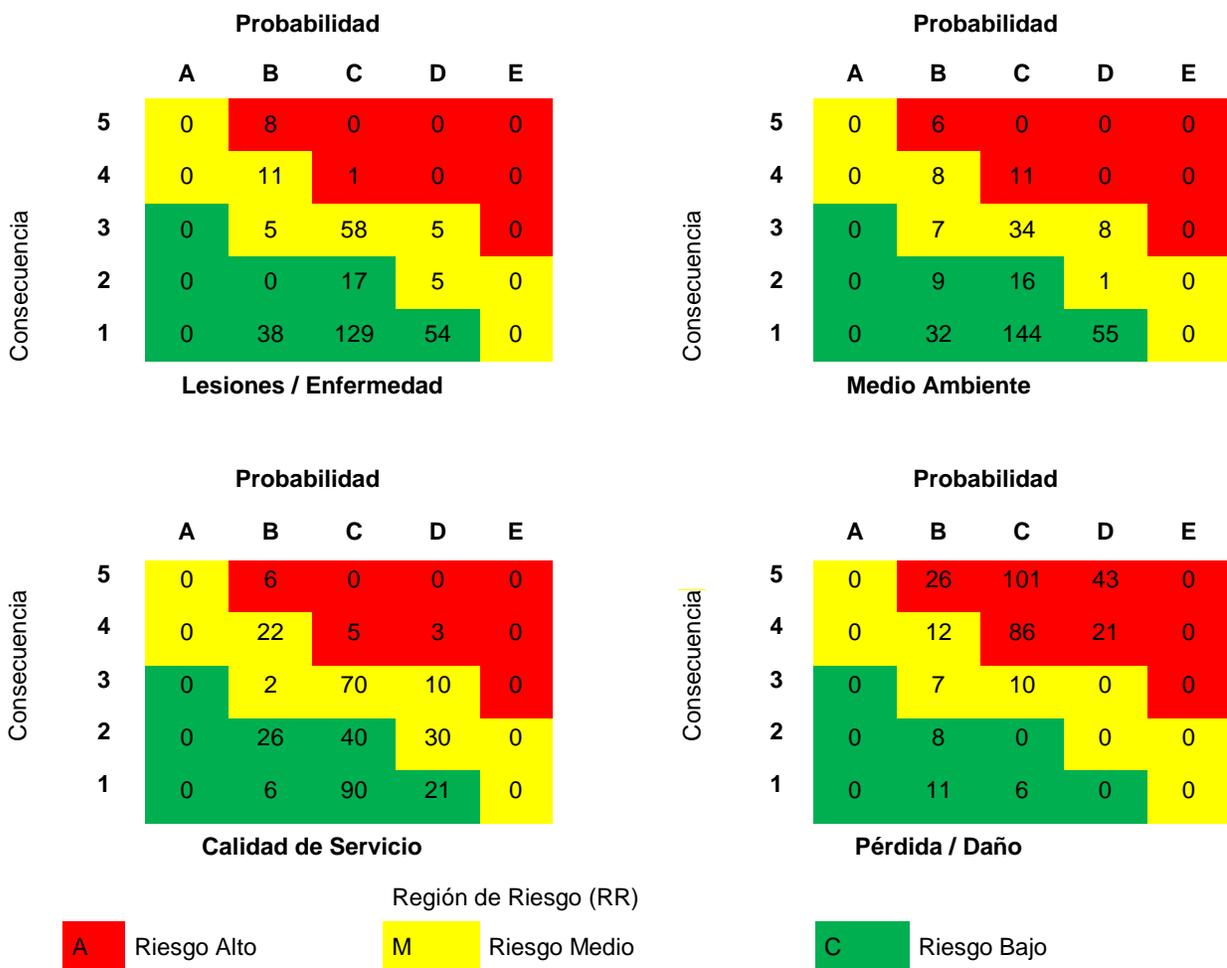
Análisis: CSIPA, 2017.

Los sistemas arriba descritos son las actividades críticas que pudieran presentarse durante las actividades a realizarse en los campos durante los años de operación. Así mismo, el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos (GMAER) determinó otras desviaciones de acuerdo a la experiencia operativa de los integrantes en intervenciones a pozos; para cada una de estas desviaciones se identificaron las

diferentes causas que pudieran ocasionarlas tomando en consideración los aspectos humanos, de equipos y/o agentes externos, así como también las consecuencias que ocasionarían si estas se presentaran.

Posteriormente, se inicia con la caracterización y jerarquización de riesgo, donde las consecuencias y Probabilidades estimadas correspondientes a los escenarios, se posicionan en las matrices de riesgos, lo cual será la base para la toma de decisiones y acciones con la finalidad de llevar los riesgos a un nivel de riesgo Bajo, previniendo y/o mitigando sus posibles consecuencias.

Los **333** escenarios identificados mediante la técnica ¿Qué pasa sí...? de cada una de las etapas de las actividades a desarrollarse en los campos del presente estudio, se distribuyen en las zonas de riesgo, de los cuatro rubros evaluados con la matriz, tal como se ilustra en la **Figura I.4.2**.



**FIGURA I.4.2 MATRIZ DE RIESGO PARA ESCENARIOS IDENTIFICADOS**

Fuente: ROC-ST-HSE-0300, Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos.

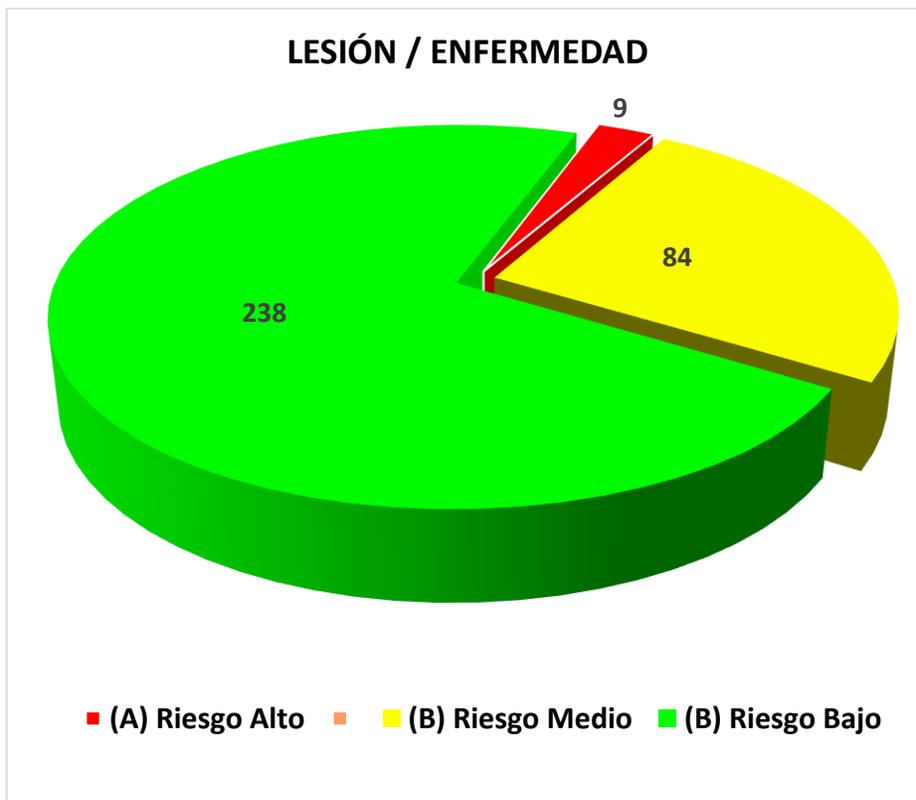
En resumen, la agrupación de los escenarios de riesgo de acuerdo a los rubros evaluados para la MIAR se muestra en la **Tabla I.4.7**.

**TABLA I.4.7 AGRUPACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO ANTES DE LA REDUCCIÓN DEL RIESGO**

Rubro	Región del riesgo					
	<b>A</b>	Riesgo Alto	<b>M</b>	Riesgo Medio	<b>B</b>	Riesgo Bajo
Lesiones / Enfermedad		9 Escenarios (2.73 %)		84 Escenarios (25.37 %)		238 Escenarios (71.90 %)
Medio Ambiente		17 Escenarios (5.13 %)		58 Escenarios (17.53 %)		256 Escenarios (77.34 %)
Calidad de Servicio		14 Escenarios (4.23 %)		134 Escenarios (40.48 %)		183 Escenarios (55.29 %)
Pérdida / Daño		17 Escenarios (5.13 %)		46 Escenarios (13.90 %)		268 Escenarios (80.97 %)

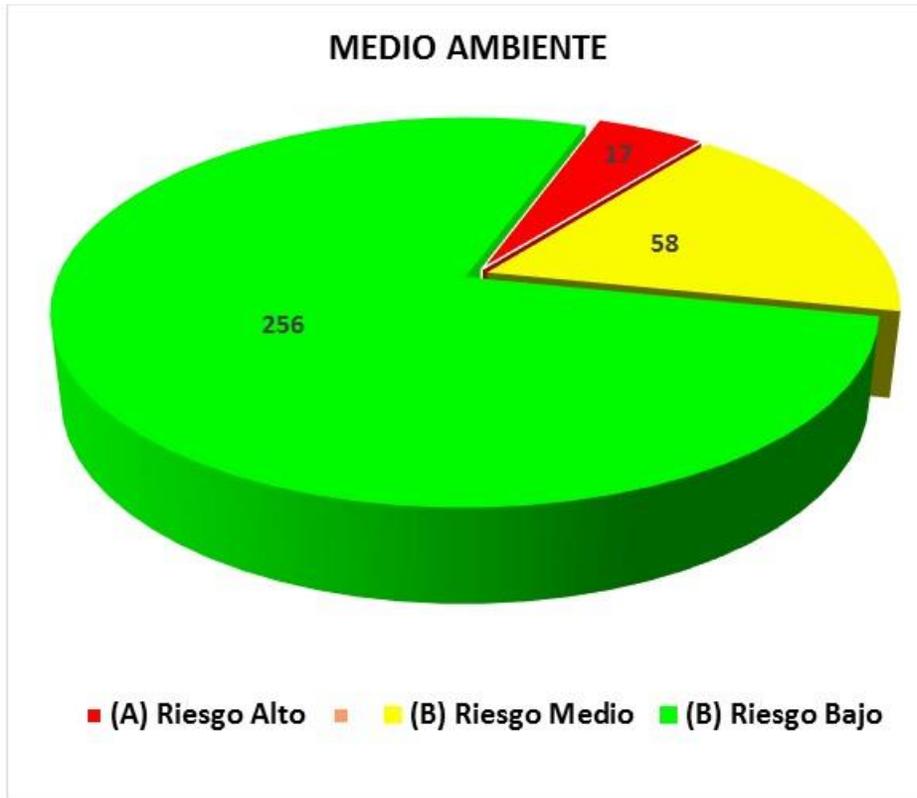
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2017.

De la **Figura I.4.3** a la **Figura I.4.6** se presentan gráficamente la proporción de las regiones de riesgo para cada rubro evaluado.



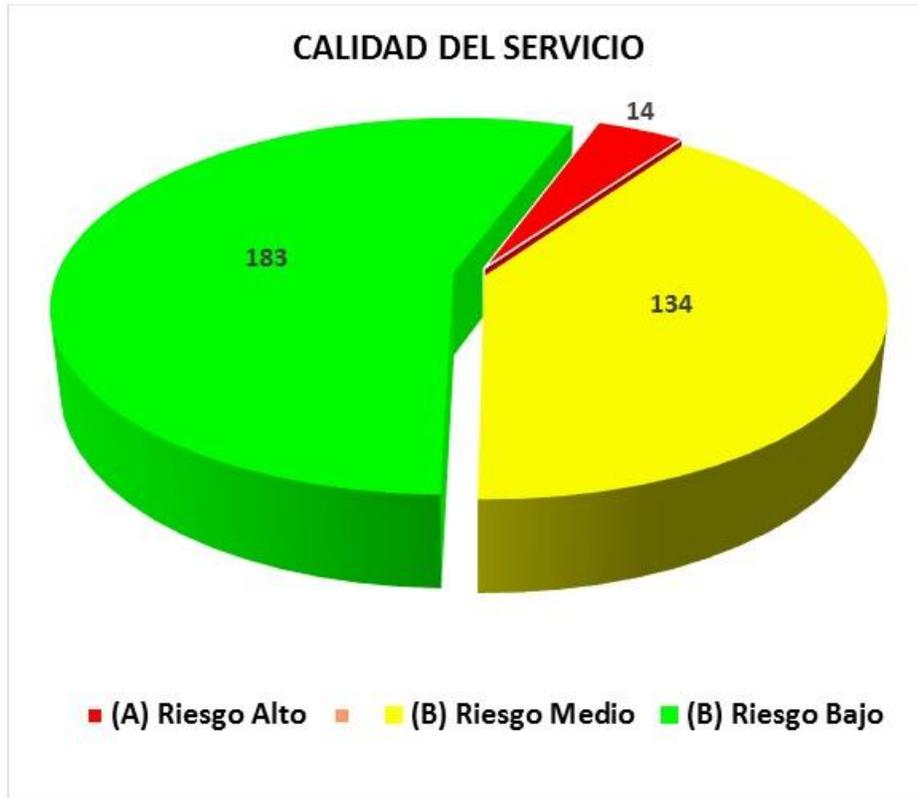
**FIGURA I.4.3 GRAFICO DE CLASIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO CON AFECTACIÓN A PERSONAL O POBLACIÓN (LESIONES / ENFERMEDAD)**

Análisis: CSIPA, 2017.



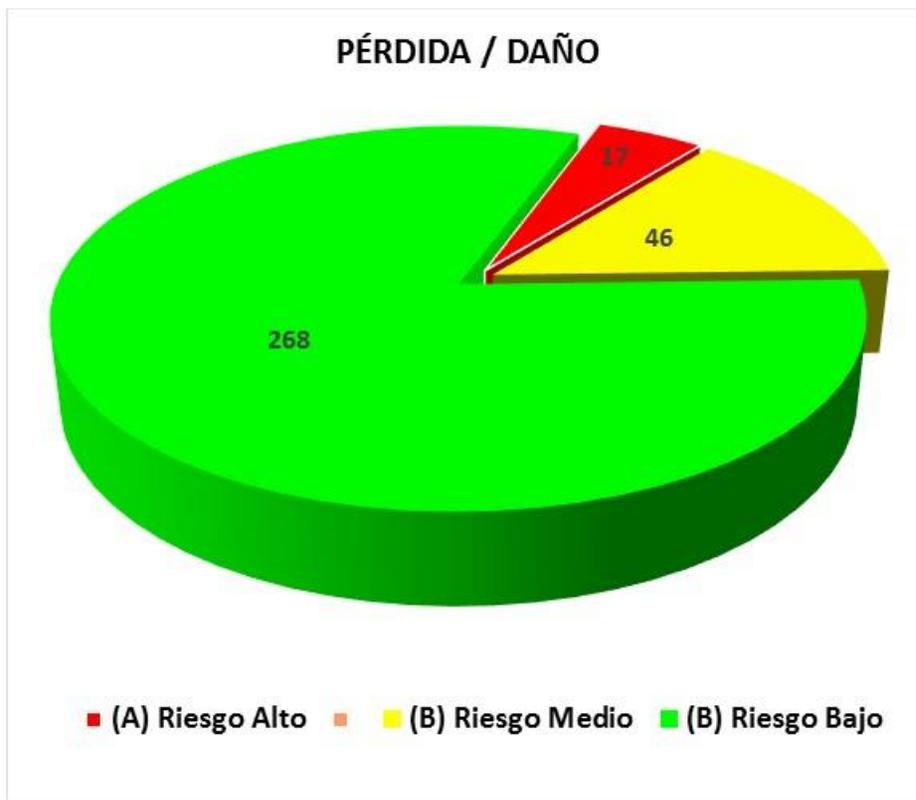
**FIGURA I.4.4 GRAFICO DE CLASIFICACIÓN DE ESCENARIOS CON AFECTACIÓN AL MEDIO AMBIENTE**

Análisis: CSIPA, 2017.



**FIGURA I.4.5 GRAFICO DE CLASIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO CON AFECTACIÓN A CALIDAD DEL SERVICIO**

Análisis: CSIPA, 2017.



**FIGURA I.4.6 GRAFICO DE CLASIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO AFECTACIÓN A INSTALACIÓN (PÉRDIDA/ DAÑO)**

Análisis: CSIPA, 2017.

Tomando en cuenta la clasificación de escenarios en las distintas zonas de riesgo de los cuatro rubros evaluados con la matriz y los escenarios procedentes de la Revisión de Riesgo ubicados en Región de Riesgo A se catalogaron como escenarios de riesgo.

La **Tabla I.4.8** muestra los escenarios jerarquizados con una clasificación Alta (A), en el **Anexo C**, se muestra la jerarquización completa de los escenarios.

**TABLA I.4.8 JERARQUIZACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO**

No. Esc	Subsistema	¿Qué pasa sí...?	Causa	Consecuencia	L	MA	CS	P
					RR	RR	R R	RR
94	2. Proceso de perforación Malva Loc-01, toma de registros, introducción de TR o liner, cementación del pozo etapas: Primera etapa 13 3/8", Segunda etapa 9 5/8", Tercera etapa 7 5/8", Cuarta etapa 5 1/2"	Durante la perforación del pozo (cuarta etapa) existe manifestación de hidrocarburos (del yacimiento)	1. Baja densidad de lodo de perforación	1. Descontrol del pozo con incendio	A	A	A	A
95	2. Proceso de perforación Malva Loc-01, toma de registros, introducción de TR o liner, cementación del pozo etapas: Primera etapa 13 3/8", Segunda etapa 9 5/8", Tercera etapa 7 5/8", Cuarta etapa 5 1/2"	Durante la perforación del pozo (cuarta etapa) existe manifestación de hidrocarburos (del yacimiento)	1. Baja densidad de lodo de perforación	2. Descontrol del pozo con explosión	A	A	A	A
96	2. Proceso de perforación Malva Loc-01, toma de registros, introducción de TR o liner, cementación del pozo etapas: Primera etapa 13 3/8", Segunda etapa 9 5/8", Tercera etapa 7 5/8", Cuarta etapa 5 1/2"	Durante la perforación del pozo (cuarta etapa) existe manifestación de hidrocarburos (del yacimiento)	1. Baja densidad de lodo de perforación	3. Descontrol del pozo con dispersión toxica	A	A	A	A
97	2. Proceso de perforación Malva Loc-01, toma de registros, introducción de TR o liner, cementación del pozo etapas: Primera etapa 13 3/8", Segunda etapa 9 5/8", Tercera etapa 7 5/8", Cuarta etapa 5 1/2"	Durante la perforación del pozo (cuarta etapa) existe manifestación de hidrocarburos (del yacimiento)	2. Llenado insuficiente durante los viajes	1. Descontrol del pozo con incendio	A	A	A	A
98	2. Proceso de perforación Malva Loc-01, toma de registros, introducción de TR o liner, cementación del pozo etapas: Primera etapa 13 3/8", Segunda etapa 9 5/8", Tercera etapa 7 5/8", Cuarta etapa 5 1/2"	Durante la perforación del pozo (cuarta etapa) existe manifestación de hidrocarburos (del yacimiento)	2. Llenado insuficiente durante los viajes	2. Descontrol del pozo con explosión	A	A	A	A

**TABLA I.4.8 JERARQUIZACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO**

No. Esc	Subsistema	¿Qué pasa sí...?	Causa	Consecuencia	L	MA	CS	P
					RR	RR	R R	RR
99	2. Proceso de perforación, toma de registros, introducción de TR o liner, cementación del pozo etapas: Primera etapa 13 3/8", Segunda etapa 9 5/8", Tercera etapa 7 5/8", Cuarta etapa 5 1/2"	Durante la perforación del pozo (cuarta etapa) existe manifestación de hidrocarburos (del yacimiento)	2. Llenado insuficiente durante los viajes	3. Descontrol del pozo con dispersión toxica	A	A	A	A
294	8. Factores internos	Durante la medición de pozos existe liberación de hidrocarburos	4. Fallas en los equipos de medición	3. Derrame de hidrocarburos	B	A	M	A
298	8. Factores internos	Durante la medición de pozos existe liberación de hidrocarburos	5. Represionamiento del equipo de medición	3. Derrame de hidrocarburos	B	A	M	A
330	9. Factores externos	Ocorre sabotaje / vandalismo/ terrorismo	1. Inconformidad de la población (por intereses económicos, políticos, personales, psicológicos, grupos armados)	3. Derrame de hidrocarburos	B	A	M	A
292	8. Factores internos	Durante la medición de pozos existe liberación de hidrocarburos	4. Fallas en los equipos de medición	1. Daño de equipos con fuga de hidrocarburos con incendio	M	A	M	B
296	8. Factores internos	Durante la medición de pozos existe liberación de hidrocarburos	5. Represionamiento del equipo de medición	1. Daño de equipos con fuga de hidrocarburos con incendio	M	A	M	B
328	9. Factores externos	Ocorre sabotaje / vandalismo/ terrorismo	1. Inconformidad de la población (por intereses económicos, políticos, personales, psicológicos, grupos armados)	1. Daño de equipos con fuga de hidrocarburos con incendio	M	A	M	B
57	2. Proceso de perforación, toma de registros, introducción de TR o liner, cementación del pozo	Atrapamiento de sonda radioactiva (cuarta etapa)	1. Inestabilidad del agujero (atrapamiento de sonda)	1. Contaminación por radioactividad a	A	M	M	A

**TABLA I.4.8 JERARQUIZACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO**

No. Esc	Subsistema	¿Qué pasa sí...?	Causa	Consecuencia	L	MA	CS	P
					RR	RR	R R	RR
	etapas: Primera etapa 13 3/8", Segunda etapa 9 5/8", Tercera etapa 7 5/8", Cuarta etapa 5 1/2"			mantos acuíferos				
62	2. Proceso de perforación toma de registros, introducción de TR o liner, cementación del pozo etapas: Primera etapa 13 3/8", Segunda etapa 9 5/8", Tercera etapa 7 5/8", Cuarta etapa 5 1/2"	Atrapamiento de sonda radioactiva (cuarta etapa)	2. Experiencia de personal (Pericia del ingeniero de registro)	1. Contaminación por radioactividad a mantos acuíferos	A	M	M	A
293	8. Factores internos	Durante la medición de pozos existe liberación de hidrocarburos	4. Fallas en los equipos de medición	2. Daño de equipos con fuga de hidrocarburos con explosión	M	A	B	B
297	8. Factores internos	Durante la medición de pozos existe liberación de hidrocarburos	5. Represionamiento del equipo de medición	2. Daño de equipos con fuga de hidrocarburos con explosión	M	A	B	B
329	9. Factores externos	Ocurre sabotaje / vandalismo/ terrorismo	1. Inconformidad de la población (por intereses económicos, políticos, personales, psicológicos, grupos armados)	2. Daño de equipos con fuga de aceite con explosión	M	A	B	B
227	5. Construcción de ductos	Durante la prueba hidrostática se detecta alguna anomalía o caída de presión	1. Soldadura deficiente	1. Retrasos operativos	B	B	A	M
10	1. Conductor TR 20" hincado	Desalineado del conductor (inclinación)	4. Mala calidad del material del conductor	1. Retrasos en programa de perforación	B	B	A	B
20	1. Conductor TR 20" hincado	Deformación o doblez de conductor	2. Mala calidad del material del conductor	1. Retrasos en programa de perforación	B	B	A	B
152	4. Reparación mayor del pozo	Se presenta manifestación del pozo durante la reparación	1. Presión hidrostática inadecuada para el control del pozo	5. Daño a suelo y fauna en campo	B	M	M	A

**TABLA I.4.8 JERARQUIZACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO**

No. Esc	Subsistema	¿Qué pasa sí...?	Causa	Consecuencia	L	MA	CS	P
					RR	RR	R R	RR
153	4. Reparación mayor del pozo	Se presenta manifestación del pozo durante la reparación	1. Presión hidrostática inadecuada para el control del pozo	6. Daño a cuerpos de agua	B	M	M	A
198	4. Reparación mayor del pozo	Durante el desmantelamiento del equipo existe un golpe al cabezal de pozos	1. Error humano (Mala maniobra de grúa)	5. Daño a suelo y fauna en campo	B	M	M	A
199	4. Reparación mayor del pozo	Durante el desmantelamiento del equipo existe un golpe al cabezal de pozos	1. Error humano (Mala maniobra de grúa)	6. Daño a cuerpos de agua	B	M	M	A
204	4. Reparación mayor del pozo	Durante el desmantelamiento del equipo existe un golpe al cabezal de pozos	2. Falla de equipo de izare	5. Daño a suelo y fauna en campo	B	M	M	A
205	4. Reparación mayor del pozo	Durante el desmantelamiento del equipo existe un golpe al cabezal de pozos	2. Falla de equipo de izare	6. Daño a cuerpos de agua	B	M	M	A
232	6. Sistema de medición	Se presenta alta presión en equipo de medición	1. Taponamiento de filtros	4. Pérdida de contención en filtros	B	A	B	B
236	6. Sistema de medición	Se presenta alta presión en equipo de medición	2. Falla de válvula en equipo de medición	4. Pérdida de contención en separador	B	A	B	B
1	1. Conductor TR 20" hincado	Desalineado del conductor (inclinación)	1. Dureza del subsuelo	1. Retrasos en programa de perforación	B	B	A	B
4	1. Conductor TR 20" hincado	Desalineado del conductor (inclinación)	2. Falla en la operación del equipo de hincado	1. Retrasos en programa de perforación	B	B	A	B
7	1. Conductor TR 20" hincado	Desalineado del conductor (inclinación)	3. Inexperiencia del operador (Falta de pericia del operador)	1. Retrasos en programa de perforación	B	B	A	B
13	1. Conductor TR 20" hincado	Desalineado del conductor (inclinación)	5. Soldadura deficiente	1. Retrasos en programa de perforación	B	B	A	B
23	1. Conductor TR 20" hincado	Deformación o doblez de conductor	3. Soldadura deficiente	1. Retrasos en programa de perforación	B	B	A	B

**TABLA I.4.8 JERARQUIZACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO**

No. Esc	Subsistema	¿Qué pasa sí...?	Causa	Consecuencia	L	MA	CS	P
					RR	RR	R R	RR
220	5. Construcción de ductos	Durante el izare del ducto este cae del equipo	1. Mala operación del equipo	1. Lesiones a personal	A	B	B	B

Análisis: CSIPA S.A. de C.V.,2017.

A partir de la jerarquización realizada anteriormente, en la **Tabla I.4.9** se agrupan los escenarios considerados de mayor riesgo en las etapas y actividades críticas de la perforación del pozo del Campo Mundo Nuevo, los cuales se tomarán en consideración para la realización del análisis cuantitativo de riesgo (Análisis de Consecuencias).

**TABLA I.4.9 ESCENARIOS DE MAYOR RIESGO**

No. Escenario	Descripción del Escenario
94, 95, 96, 97, 98, 99	Descontrol del pozo con incendio, explosión y dispersión toxica, durante la perforación del pozo (cuarta etapa) porque existe manifestación de hidrocarburos (del yacimiento), debido a la baja densidad de lodo de perforación / Llenado insuficiente durante los viajes.
292,293, 294, 296,297 298	Daño de equipos con fuga de hidrocarburos con incendio y explosión, debido a que existe liberación de hidrocarburos durante la medición de pozos, por fallas en los equipos de medición / Represionamiento del equipo de medición.
330, 328, 329	Daño a equipos con fuga de hidrocarburos con incendio, explosión, dispersión tóxica, derrame de hidrocarburos por sabotaje, vandalismo o terrorismo y/o grupos armados
152, 153,	Daño a suelo y fauna del campo durante los trabajos de reparación del pozo por manifestación del pozo por una baja presión hidrostática
198, 199, 204, 205,	Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de explosión, incendio y dispersión toxica por un golpe al cabezal de pozos durante el desmantelamiento del equipo debido a un error humano (Mala maniobra de grúa) / Falla de equipo de izare.
232, 236	Pérdida de contención en filtros o separador por taponamiento de filtros o falla de válvula en equipo de medición.

**Nota:** La clave del escenario corresponde a la numeración consecutiva de los escenarios, para mayor detalle consultar Anexo VIII.2.6.2 "Jerarquización de riesgos"

**Análisis:** CSIPA, 2017.

#### **I.4.2.5. Análisis de consecuencias.**

La evaluación de consecuencias es una técnica de análisis cuantitativo de riesgos, que permite observar el alcance de un accidente potencial, para definir zonas de alto riesgo y amortiguamiento dentro de las instalaciones analizadas, así también permite generar medidas y/o recomendaciones adicionales con respecto a la ubicación de equipos de proceso y seguridad, y a planes de respuesta a emergencias.

Asimismo, es una herramienta que nos permite afinar el grado de categorización de consecuencia de los escenarios prioritarios relacionados con eventos potenciales de dispersión tóxica, incendio y explosión. La

evaluación de consecuencias para el presente Análisis de Riesgos, se realizó para los escenarios mayores, ubicados en región de riesgo A y M, empleando el software de simulación PHAST (Process Hazard Analysis Software Tool).

### I.4.3. Criterios de Simulación.

La evaluación de consecuencias de los escenarios prioritarios en el presente análisis, se realizó empleando el software de simulación PHAST. El análisis se desarrolló para aquellos escenarios críticos relacionados con eventos de fuga y ruptura, evaluando los efectos por toxicidad (dispersión tóxica), incendio (radiación térmica) y explosión (sobrepresión).

Las consideraciones climáticas fueron tomadas del Capítulo IV, a excepción de la velocidad del viento la cual se considera una estabilidad Pasquill 1.5 F, con estas consideraciones se llevó a cabo la evaluación de consecuencias para los riesgos prioritarios. En la **Tabla I.4.10** se muestran estos valores.

**TABLA I.4.10 PARÁMETROS DE CONDICIONES METEOROLÓGICAS**

Parámetros/ condiciones meteorológicas	Datos alimentados al simulador
Velocidad del viento	1.5
Estabilidad (Categoría Pasquill)	F
Temperatura ambiente	25.64. °C
Temperatura de superficie	9.85°C
Presión atmosférica	11014 Milibar
Radiación solar	407.43 W/m <sup>2</sup>
Humedad relativa	81.77 %

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2017.

Para la selección de diámetro Equivalente de Fuga (DEF) se consideraron los criterios establecidos en la **Tabla I.4.11**, para el caso de líneas de proceso, ductos, bridas, sellos mecánicos en equipo rotatorio, sellos o empaquetaduras en válvulas de proceso, de acuerdo al tipo de caso (alternativo o más probable).

**TABLA I.4.11 DIÁMETRO EQUIVALENTE DE LA FUGA RECOMENDADOS PARA LA EVALUACIÓN DE CONSECUENCIAS**

Para el caso alternativo:	Líneas de proceso: $\frac{3}{4}'' \leq DN \leq 2''$	DEF=1,00 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Línea de proceso: $2'' \leq DN \leq 4''$	DEF= 0,30 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso.
	Líneas de proceso o ductos de transporte: $6'' \leq DN$	DEF=0,20 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Bridas	Según el diámetro de la línea de proceso, aplican los criterios anteriores (1,0*D.N, 0,3*D.N y 0,2*D.N)
	Sellos mecánicos en equipos rotatorios de proceso	Para todos los tamaños de flechas, DEF= Calcularlo con el 100% del área anular.

**TABLA I.4.11 DIÁMETRO EQUIVALENTE DE LA FUGA RECOMENDADOS PARA LA EVALUACIÓN DE CONSECUENCIAS**

	Sellos o empaquetaduras en válvulas de proceso	Para todos los tamaños de vástagos, DEF= Calcularlo con el 100% del área anular.
	El DEF en el cuerpo de un recipiente, será aquel que sea determinado por el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos.	
Para el caso más probable:	Líneas de proceso: $\frac{3}{4}'' \leq DN \leq 2''$	DEF=0.20 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Línea de proceso: $2'' < DN \leq 4''$	DEF= 0.6" [por corrosión, pérdida de material, golpe o falla en soldadura]
	Líneas de proceso o ductos de transporte: $6'' \leq DN$	DEF= 0.75" para DN de 6" a 14" DEF= 1.25" para DN de 16" a 24" DEF= 2.00" 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 el equipo de proceso rotatorio. Empaquetaduras en válvulas de proceso	DEF= Calcularlo con el 40% del área anular que resulte.
	El DEF en el cuerpo de un recipiente, será aquel que sea determinado por el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos.	

- Las condiciones de producción de pozo, presión y temperatura de cada escenario, se retomaron del Plan de Evaluación proporcionado por el cliente.
- Para la simulación del Descontrol de pozo se consideró la liberación de la fuga del hidrocarburo por el diámetro nominal de la tubería de producción (2 7/8").
- El inventario de fuga empleado para cada escenario a simular, se calculó de la siguiente manera

$$IF = F_m * t$$

Inventario final para escenarios de riesgo por fuga en ductos.

- IF = Inventario de fuga (kg)  
 Fm = Flujo másico (kg/s)  
 t = Tiempo que transcurre desde que se presenta la fuga hasta que esta es aislada cerrando las válvula de seccionamiento (s)

El análisis de consecuencias en los casos de dispersión de nube tóxica, incendio y explosión se desarrolló bajo los parámetros de reporte mostrados en la **Tabla I.4.12**, mismos que están basados en los requerimientos por parte de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT.

**TABLA I.4.12 VALORES DE REPORTE POR DISPERSIÓN TÓXICA INCENDIO Y EXPLOSIÓN**

	Zona de amortiguamiento	Zona de alto riesgo	Parámetros de referencia
Toxicidad (Dispersión tóxica H2S)	15 ppm (STEL)	100 ppm (IDLH)	--
Inflamabilidad (radiación térmica)	1.4 kW/m <sup>2</sup>	5 kW/m <sup>2</sup>	37.5 kW/m <sup>2</sup>
Explosividad (sobrepresión)	0.5 psig (0.035 kg/cm <sup>2</sup> )	1 psig (0.07 kg/cm <sup>2</sup> )	3 psig (0.2109 kg/cm <sup>2</sup> )

Fuente: "Guía para la elaboración del estudio de riesgo ambiental".

En el análisis de consecuencias por incendio, no se tomó en cuenta la atenuación que producen los dispositivos contraincendios, con objeto de determinar el área de afectación mayor. Los efectos estimados para los parámetros de radiación se muestran en la **Tabla I.4.13**, de acuerdo a la compilación realizada por el instituto Americano de Ingenieros Químicos (American Institute of Chemical Engineers, "AIChE").

**TABLA I.4.13 EFECTOS POR RADIACIÓN TÉRMICA**

Intensidad de radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Efecto observado
37.5	Suficiente para ocasionar daño a equipo de proceso.
25	Energía mínima requerida para encender madera a exposiciones indefinidamente prolongadas.
12.5	Energía mínima requerida para la ignición guiada de madera y fusión de tubería de plástico.
9.5	Umbral de dolor alcanzado en una exposición de 8 segundos, quemaduras de segundo grado en exposición de 20 segundos.
4	Nivel de radiación suficiente para causar daño al personal, sino se protege en 20 segundos, sufriendo quemaduras de 2º grado.
1.5	No se observan efectos en exposiciones continuas.

Fuente: AIChE, 2000

Asimismo, en la **Tabla I.4.14** se describen los efectos esperados para diferentes niveles de sobrepresión, de acuerdo a la compilación realizada por el Instituto Americano de Ingenieros Químicos (American Institute of Chemical Engineers "AIChE").

**TABLA I.4.14 EFECTOS POR SOBREPRESIÓN**

Presión (psig)	Efecto observado
0.02	Ruido molesto (137 dB frecuencia 10-15 Hz).
0.03	Ruptura ocasional de grandes ventanales bajo tensión.
0.04	Ruido fuerte (143 dB), falla de cristales por onda sónica.
0.1	Ruptura de ventanas pequeñas bajo presión.
0.15	Presión típica para ruptura de cristales.
0.3	"Distancia segura" (95% sin daño serio), daño a techos de casas; 10% de ventanas rotas.
0.4	Daño estructural secundario limitado.
0.5-1	Generalmente se estrellan grandes y pequeñas ventanas, daño ocasional a marcos de ventanas.
0.7	Daño menor a estructuras de casas.
1	Demolición parcial de casas, se vuelven inhabitables.
1-2	Destrozo de asbesto corrugado; caen paneles de aluminio o acero corrugado, falla segura; caen fijaciones de paneles de madera (estándar en viviendas), golpe en paneles.

**TABLA I.4.14 EFECTOS POR SOBREPRESIÓN**

<b>Presión (psig)</b>	<b>Efecto observado</b>
1.3	Marcos de acero de edificios con revestimiento levemente distorsionados.
2	Destrucción parcial de casas y daños reparables a edificios.
2-3	Muros de bloque y concreto, no reforzadas, destruidas.
2.3	Límite inferior de daño estructural serio.
2.5	50% de destrucción de casas de ladrillo.
3	Colapso parcial de techos y paredes de casas, máquinas pesadas sufren daños menores.
3-4	Edificios de paneles de acero sin estructura o sin estructura demolidos, ruptura de tanques de almacenamiento de petróleo.
4	Ruptura de revestimiento de edificios industriales ligeros.
5	Postes de teléfono de madera se rompen; prensa hidráulica alta (40 000 lb) en edificios levemente dañada.
5-7	Destrucción casi completa de casas.
7	Vagones de ferrocarril de carga pesada volcados.
7-8	Paneles de ladrillo (8"-12"), no reforzados ceden por deslizamiento o curvatura.
9	Furgones con carga totalmente destruidos.
10	Probable destrucción de edificios, maquinaria pesada (7 000 lb) desplazada y dañada seriamente.
300	Límite de orilla de cráter.

Fuente: AIChE, 2000.

---

## II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES

### II.1. RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN

De la jerarquización de riesgo se obtuvieron 6 escenarios de riesgos para realizar modelación de consecuencias, los cuales se llevaron a cabo utilizando el Software Phast 7.2. Los resultados se muestran en la **Tabla II.1.1**.

**TABLA II.1.1 RADIOS DE AFECTACIÓN POR ESCENARIO**

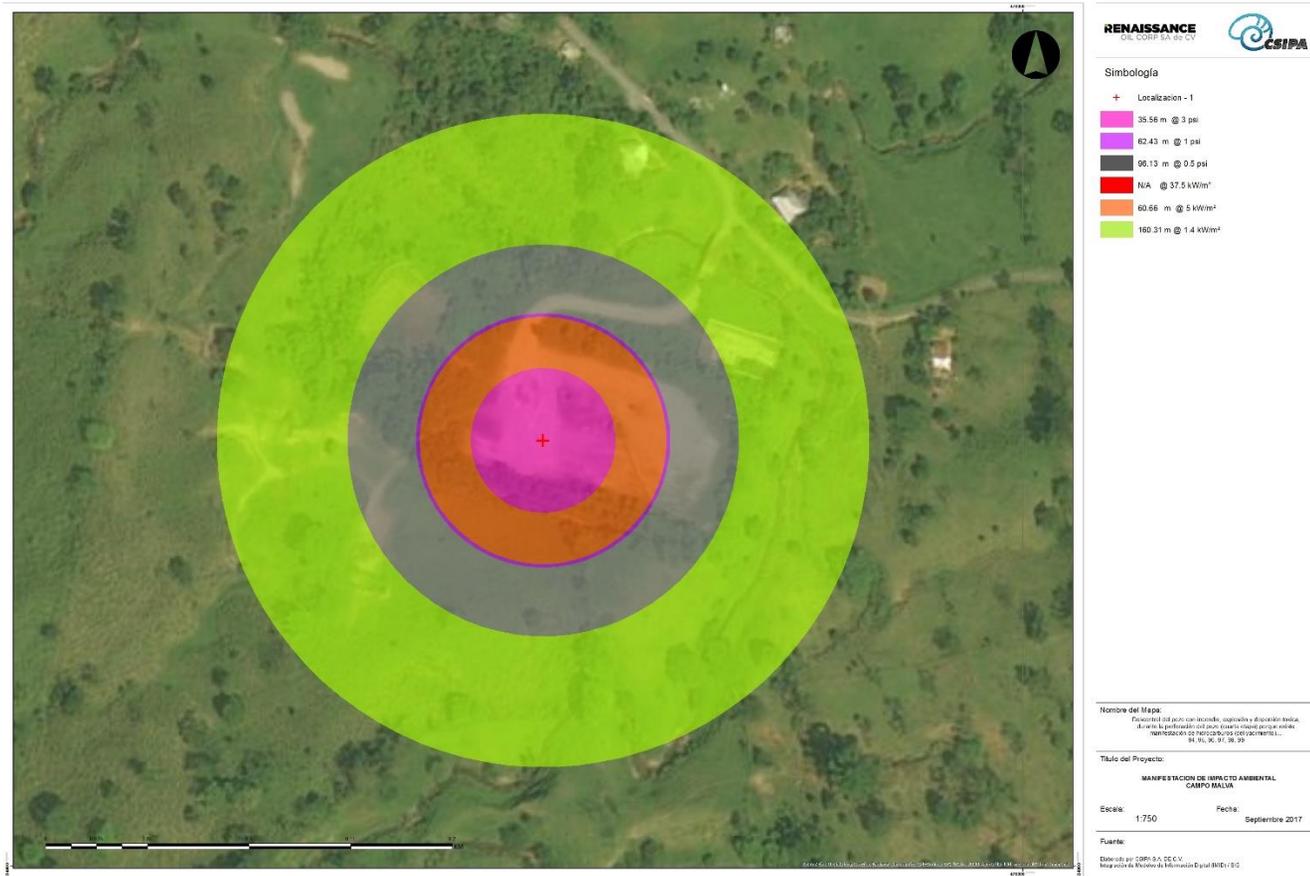
Clave	Descripción del Escenario	Dispersión tóxica (ppm)		Incendio (kW/m <sup>2</sup> )			Explosión (psi)			
		STEL	IDLH	Tipo de fuego	1.4	5	37.5	0.5	1	3.0
		Radios de afectación (m)								
94, 95, 96, 97, 98, 99	Descontrol del pozo con incendio, explosión y dispersión toxica, durante la perforación del pozo (cuarta etapa) porque existe manifestación de hidrocarburos (del yacimiento), debido a la baja densidad de lodo de perforación / Llenado insuficiente durante los viajes.	N/P	N/P	Jet Fire	160.31	60.67	N/D	96.13	62.43	35.56
292,293, 294, 296,297 298	Daño de equipos con fuga de hidrocarburos con incendio y explosión, debido a que existe liberación de hidrocarburos durante la medición de pozos, por fallas en los equipos de medición / represionamiento del equipo de medición.	N/P	N/P	Jet fire	93.57	55.57	N/D	69.17	53.53	41.63
330, 328, 329	Daño a equipos con fuga de hidrocarburos con incendio, explosión, dispersión tóxica, derrame de hidrocarburos por sabotaje, vandalismo o terrorismo y/o grupos armados	N/P	N/P	Jet fire	48.79	28.45	N/D	29.92	22.12	15.9
152, 153	Daño a suelo y fauna del campo durante los trabajos de reparación del pozo por manifestación del pozo por una baja presión hidrostática	N/P	N/P	Jet fire	160.31	60.67	N/D	96.13	62.43	35.56

**TABLA II.1.1 RADIOS DE AFECTACIÓN POR ESCENARIO**

Clave	Descripción del Escenario	Dispersión tóxica (ppm)		Incendio (kW/m <sup>2</sup> )			Explosión (psi)			
		STEL	IDLH	Tipo de fuego	1.4	5	37.5	0.5	1	3.0
		Radios de afectación (m)								
198, 199, 204, 205	Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de explosión, incendio y dispersión toxica por un golpe al cabezal de pozos durante el desmantelamiento del equipo debido a un error humano (Mala maniobra de grúa) / Falla de equipo de izare.	N/P	N/P	Jet fire	60.22	35.38	N/D	44.79	35.09	27.35
232, 236	Pérdida de contención en filtros o separador por taponamiento de filtros o falla de válvula en equipo de medición.	N/P	N/P	Jet fire	63.99	37.66	N/D	46.47	36.11	27.85

**Nota:** N/D: No disponible; N/P: No hay peligro.

Como podemos observar el peor caso se puede presentar por manifestación del pozo ya sea por reparación o por perforación, En la **Figura II.1.1** se presenta el radio de afectación de descontrol del pozo durante la perforación. Los planos, summarys y base de cálculo para las modelaciones se presentan en el Anexo VIII.2.6.3.



**FIGURA II.1.1 RADIOS DE AFECTACIÓN DESCONTROL DE POZO CAMPO MALVA.**

Fuente: CSIPA S.A. de C.V., 2017.

---

## II.2. INTERACCIÓN DE RIESGO

De los escenarios de riesgos presentados podemos observar que no existe interacción con equipos aledaños ya que cada pozo cuenta con una macropera en la cual existe un solo pozo, los demás pozos se encontrarían distribuidos a lo largo de cada Campo según corresponda a las actividades a realizarse, en cuestión de línea de descarga, estas están en su mayoría enterradas y solo son de cabezal de pozo a cabezal de descarga y no existen posibles interacciones entre ellas.

En caso de que en las actividades futuras se contemple que en una macropera se perforen más de un pozo se deberán de considerar las distancias de seguridad para evitar posible efecto domino o que estos equipos se vean dañados.

En la **Tablas (II.2.1 a la II.2.6)** se presentan las posibles interacciones de riesgo con los rubros evaluados (Personal/Población, Ambiente, Calidad, Daños)

**TABLA II.2.1 ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD DESCONTROL**

<b>MIA R Campos Mundo Nuevo, Topén, Malva</b>		
<b>Clave</b>	<b>Descripción del Escenario</b>	<b>Descripción de Afecación: 1. Lesión / enfermedad; 2. Medio Ambiente; 3. Calidad de Servicio; 4. Pérdida / Daño</b>
94, 95, 96, 97, 98, 99	Descontrol del pozo con incendio, explosión y dispersión toxica, durante la perforación del pozo (cuarta etapa) porque existe manifestación de hidrocarburos (del yacimiento), debido a la baja densidad de lodo de perforación / Llenado insuficiente durante los viajes.	<p>El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio y/o explosión por lo que deberá ser evacuado a partir de la detección de la emisión de material, ya que el nivel de radiación térmica en caso de incendio es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 61 m respecto al origen de la fuga, sufriendo quemaduras de 2º grado</p> <p>1. si no se protege de inmediato. Por efectos de sobrepresión se esperan fatalidades, si el personal se encuentra dentro de un radio de 35.56 m del punto de origen de la fuga. El personal de apoyo podrá atender la emergencia contando con equipo de protección especial de contra incendios.</p> <p>Para el campo Malva se presenta afectación al personal que vive en un radio de 61 metros.</p> <p>Impacto ambiental de baja magnitud representado por emisión de gases de combustión generados por incendio y sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio. Generación de residuos peligrosos y/o no peligrosos derivados de la explosión.</p> <p>2. A pesar que la composición del campo reporta condensados, como resultado de la modelación de consecuencias no se logra formar un charco o derrame de hidrocarburo, lo que se puede presentar es la dispersión de estos condensados en el ambiente.</p> <p>En caso del descontrol el tiempo de puesta en operación depende del escenario que se pueda dar que va desde el simple descontrol, sin incendio o explosión que sería de entre 5 a 8 horas y en caso de existir incendio o explosión hasta el control del evento y reparación o sustitución del equipo de perforación.</p> <p>3.</p> <p>En caso de incendio y explosión el equipo sufriría daño hasta pérdida del mismo, se tendría que replantear ubicación alterna o abandono del pozo.</p> <p>4.</p>

**TABLA II.2.2 ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD FALLA EQUIPO DE MEDICIÓN**

<b>MIA R Campos Mundo Nuevo, Topén, Malva</b>		
<b>Clave</b>	<b>Descripción del Escenario</b>	<b>Descripción de Afectación: 1. Lesión / enfermedad; 2. Medio Ambiente; 3. Calidad de Servicio; 4. Pérdida / Daño</b>
292,293, 294, 296,297 298	Daño de equipos con fuga de hidrocarburos con incendio y explosión, debido a que existe liberación de hidrocarburos durante la medición de pozos, por fallas en los equipos de medición / represionamiento del equipo de medición.	<p>El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio y/o explosión por lo que deberá ser evacuado a partir de la detección de la emisión de material, ya que el nivel de radiación térmica en caso de incendio es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 55.6 m respecto al origen de la fuga, sufriendo quemaduras de 2º grado si no se protege de inmediato. Por efectos de sobrepresión se esperan fatalidades, si el personal se encuentra dentro de un radio de 41 m del punto de origen de la fuga. El personal de apoyo podrá atender la emergencia contando con equipo de protección especial de contra incendios.</p> <p>Para el campo Malva se presenta afectación al personal que vive en un radio de 55.6 metros.</p>
		<p>Impacto ambiental de baja magnitud representado por emisión de gases de combustión generados por incendio y sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio. Generación de residuos peligrosos y/o no peligrosos derivados de la explosión.</p>
		<p>A pesar que la composición del campo reporta condensados, como resultado de la modelación de consecuencias no se logra formar un charco o derrame de hidrocarburo, lo que se puede presentar es la dispersión de estos condensados en el ambiente.</p>
		<p>La puesta en operación puede ser pronta, ya que las mediciones se realizan con personal operativo que se encuentra en el área de trabajo por lo cual el escenario se puede controlar en menos de 10 minutos y restablecer operación en 3 horas</p>
		<p>4. En caso de incendio y explosión en el descontrol se puede presentar daños en los equipos de medición (interconexiones)</p>

**TABLA II.2.3 ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD VANDALISMO**

<b>MIA R Campos Mundo Nuevo, Topén, Malva</b>		
<b>Clave</b>	<b>Descripción del Escenario</b>	<b>Descripción de Afectación: 1. Lesión / enfermedad; 2. Medio Ambiente; 3. Calidad de Servicio; 4. Pérdida / Daño</b>
330, 328, 329	Daño a equipos con fuga de hidrocarburos con incendio, explosión, dispersión tóxica, derrame de hidrocarburos por sabotaje, vandalismo o terrorismo y/o grupos armados	<p>El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio y/o explosión por lo que deberá ser evacuado a partir de la detección de la emisión de material, ya que el nivel de radiación térmica en caso de incendio es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 28 m respecto al origen de la fuga, sufriendo quemaduras de 2º grado si no se protege de inmediato. Por efectos de sobrepresión se esperan fatalidades, si el personal se encuentra dentro de un radio de 15 m del punto de origen de la fuga. El personal de apoyo podrá atender la emergencia contando con equipo de protección especial de contra incendios.</p> <p>Si en el momento de ocurrir el vandalismo, ocurriera incendio o explosión se podría tener daños a la población (personas que estén llevando a cabo el vandalismo)</p> <p>Impacto ambiental de baja magnitud representado por emisión de gases de combustión generados por incendio y sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio. Generación de residuos peligrosos y/o no peligrosos derivados de la explosión.</p> <p>El tiempo de reparación de este escenario puede tardar hasta un día, que sería el tiempo que se vería afectada la operación del Campo.</p> <p>Los daños representados por este escenario sería principalmente económicos (Pérdida de producción, reparación o sustitución de equipos dañados o robados)</p>

**TABLA II.2.4 V ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD DAÑO A SUELO Y FAUNA**

<b>MIA R Campos Mundo Nuevo, Topén, Malva</b>		
<b>Clave</b>	<b>Descripción del Escenario</b>	<b>Descripción de Afectación: 1. Lesión / enfermedad; 2. Medio Ambiente; 3. Calidad de Servicio; 4. Pérdida / Daño</b>
152, 153,	Daño a suelo y fauna del campo durante los trabajos de reparación del pozo por manifestación del pozo por una baja presión hidrostática	<p>El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio y/o explosión por lo que deberá ser evacuado a partir de la detección de la emisión de material, ya que el nivel de radiación térmica en caso de incendio es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 61 m respecto al origen de la fuga, sufriendo quemaduras de 2º grado</p> <p>1. si no se protege de inmediato. Por efectos de sobrepresión se esperan fatalidades, si el personal se encuentra dentro de un radio de 35.56 m del punto de origen de la fuga. El personal de apoyo podrá atender la emergencia contando con equipo de protección especial de contraincendios.</p> <p>Para el campo Malva se presenta afectación al personal que vive en un radio de 61 metros.</p> <p>Impacto ambiental de baja magnitud representado por emisión de gases de combustión generados por incendio y sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio. Generación de residuos peligrosos y/o no peligrosos derivados de la explosión.</p> <p>2. El área que se vería afectada en caso de este evento ya no se registran flora o fauna que se pueda ver afectada, ya que ha sido acondicionada para las actividades de extracción de hidrocarburos.</p> <p>En el Campo Malva dependiendo de la ubicación del pozo, se puede presentar daño a la flora y fauna la cual corresponde a salva</p> <p>3. El tiempo de puesta en operación depende del escenario que se pueda dar que va desde el simple descontrol, sin incendio o explosión que sería de entre 5 a 8 horas y en caso de existir incendio o explosión hasta el control del evento y reparación o sustitución del equipo de perforación.</p> <p>4. En caso de incendio y explosión el equipo sufriría daño hasta pérdida del mismo, se tendría que replantear ubicación alterna o abandono del pozo.</p>

**TABLA II.2.5 ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD DESMANTELAMIENTO DE EQUIPO**

<b>MIA R Campos Mundo Nuevo, Topén, Malva</b>		
<b>Clave</b>	<b>Descripción del Escenario</b>	<b>Descripción de Afectación: 1. Lesión / enfermedad; 2. Medio Ambiente; 3. Calidad de Servicio; 4. Pérdida / Daño</b>
198, 199, 204, 205,	Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de explosión, incendio y dispersión toxica por un golpe al cabezal de pozos durante el desmantelamiento del equipo debido a un error humano (Mala maniobra de grúa) / Falla de equipo de izare.	<p>El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio y/o explosión por lo que deberá ser evacuado a partir de la detección de la emisión de material, ya que el nivel de radiación térmica en caso de incendio es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 38 m respecto al origen de la fuga, sufriendo quemaduras de 2º grado si no se protege de inmediato. Por efectos de sobrepresión se esperan fatalidades, si el personal se encuentra dentro de un radio de 27.85 m del punto de origen de la fuga. El personal de apoyo podrá atender la emergencia contando con equipo de protección especial de contraincendios.</p> <p>Impacto ambiental de baja magnitud representado por emisión de gases de combustión generados por incendio y sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio. Generación de residuos peligrosos y/o no peligrosos derivados de la explosión.</p> <p>En el Campo Malva dependiendo de la ubicación del pozo, se puede presentar daño a la flora y fauna la cual corresponde a salva</p> <p>El tiempo de puesta en operación puede variar desde unas cuantas horas, dependiendo el tipo de daño que haya sufrido el cabezal</p> <p>Los daños serian al cabezal del pozo y la reparación del mismo, así mismo se vería afectada la producción.</p>

**TABLA II.2.6 ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD EQUIPO DE MEDICIÓN**

<b>MIA R Campos Mundo Nuevo, Topén, Malva</b>		
<b>Clave</b>	<b>Descripción del Escenario</b>	<b>Descripción de Afectación: 1. Lesión / enfermedad; 2. Medio Ambiente; 3. Calidad de Servicio; 4. Pérdida / Daño</b>
232, 236	Pérdida de contención en filtros o separador por taponamiento de filtros o falla de válvula en equipo de medición.	<p>El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio y/o explosión por lo que deberá ser evacuado a partir de la detección de la emisión de material, ya que el nivel de radiación térmica en caso de incendio es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 38 m respecto al origen de la fuga, sufriendo quemaduras de 2º grado si no se protege de inmediato. Por efectos de sobrepresión se esperan fatalidades, si el personal se encuentra dentro de un radio de 27.85 m del punto de origen de la fuga. El personal de apoyo podrá atender la emergencia contando con equipo de protección especial de contraincendios.</p> <p>1.</p> <p>Impacto ambiental de baja magnitud representado por emisión de gases de combustión generados por incendio y sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio. Generación de residuos peligrosos y/o no peligrosos derivados de la explosión.</p> <p>2.</p> <p>El área que se vería afectada en caso de este evento ya no se registran flora o fauna que se pueda ver afectada, ya que ha sido acondicionada para las actividades de extracción de hidrocarburos.</p> <p>En el Campo Malva dependiendo de la ubicación del pozo, se puede presentar daño a la flora y fauna la cual corresponde a vegetación natural: (vegetación riparia, Sabana y Palmares)</p> <p>3.</p> <p>El tiempo de puesta en operación sería en unas cuantas horas en lo que se realiza la limpieza o sustitución de equipos.</p> <p>4.</p> <p>Los equipos aledaños al patín de medición (Medidor, indicadores, válvulas) pueden sufrir de daños por la explosión, lo cual llevaría a evaluar y reparar o sustituir elementos dañados</p>

## II.3. EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL

A continuación, se describen los efectos sobre el sistema ambiental, se puede verificar para mayor detalle en el capítulo V de la MIA-R, en dónde se puede ver la matriz de identificación de impactos ambientales en donde se evaluaron los impactos derivados de los escenarios de riesgo detectados.

### Descontrol

En términos generales el Impacto ambiental ocasionados por descontrol, es de muy bajo a moderado representado por emisión de gases de combustión generados por incendio, así como la emisión de sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio. Asimismo, se prevé generación de residuos peligrosos y/o no peligrosos derivados de las actividades de limpieza.

A pesar que la composición del campo reporta condensados, como resultado de la modelación de consecuencias no se logra formar un charco o derrame de hidrocarburo, lo que se puede presentar es la dispersión de estos condensados en el ambiente.

### Fuga

En términos generales el Impacto ambiental se presenta de muy bajo, bajo y moderado representado por emisión de gases de combustión generados por incendio lo cual puede incidir sobre efectos adversos a la atmósfera, de igual manera la emisión de gases por fuga no necesariamente puede representar gases de combustión, sino también la fuga de gas propiamente.

También existe la posibilidad de afectación del suelo por la emisión de residuos que puedes ser peligros o no peligrosos producto de explosión y de la limpieza de éste escenario. A pesar que la composición del campo reporta condensados, como resultado de la modelación de consecuencias no se logra formar un charco o derrame de hidrocarburo, lo que se puede presentar es la dispersión de estos condensados en el ambiente. Probablemente en éste último caso la afectación pudiera presentarse solo cuando el evento ocurriera en época de lluvias por ejercer efecto de lavado de gases propiciando con ello cambio de estado del contaminante al pasar de la atmósfera al suelo y/o agua, sin embargo, éste sería mínimo pues los condensados presentan características físico químicas que mayoritariamente se evaporan y los escurrimientos presentes en las áreas son mayoritariamente intermitentes.

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

### III.1. RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS

Durante las sesiones de identificación de riesgo para la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) se obtuvieron un total de 14 recomendaciones las cuales se presentan en la **Tabla III.1.1**.

**TABLA III.1.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO OPERATIVAS DE LA MIA**

Recomendación	Responsable
R1. Que el equipo de hincado tenga la capacidad para manejar conductor de 20"	P qo dtg'f g'r gtuqpc'f'f'lec0'f'f'hto celop'r tqvgi kf c'dclq'nu'ct'v'wqu'335'f'ceekop'Kf g're'NHVCR'('338' r'tlo gt'r' t'chq'f g're'NI VCRRO
R2.El personal operativo del equipo de hincado deberá mostrar la certificación o experiencia necesaria	operativa
R3. Considerar un plan alternativo (perforación o hincado), en caso de ocurrir la inclinación del pozo	P qo dtg'f g'r gtuqpc'f'f'lec0'f'f'hto celop'r tqvgi kf c'dclq'nu'ct'v'wqu'335'f'ceekop'Kf g're'NHVCR'('338' r'tlo gt'r' t'chq'f g're'NI VCRRO
R4. Realizar una evaluación a la compañía y del equipo físico y operativo encargada de las actividades de hincado (cumpla con certificaciones, mantenimientos y experiencia del personal)	operativa / Personal operativo
R5. Realizar una evaluación (Certificaciones) a la compañía proveedora de los conductores	Encargado de seguridad operativa / Personal operativo
R6. Verificar la experiencia del personal (perforador, ingeniero de campo), tanto de Renaissance como de contratistas	P qo dtg'f g'r gtuqpc'f'f'lec0'f'f'hto celop'r tqvgi kf c'dclq'nu'ct'v'wqu'335'f'ceekop'Kf g're'NHVCR'('338' r'tlo gt'r' t'chq'f g're'NI VCRRO
R7. Realizar una evaluación a la compañía y personal operativo encargada de las actividades de registro (cumpla con certificaciones, mantenimiento y experiencia del personal)	Encargado de seguridad operativa / Personal operativo
R8. Contar con repuesto de set de herramienta a utilizar durante las actividades de registro (compañía de registros)	Encargado de seguridad operativa s / Personal operativo
R9. Realizar un análisis de peligros y control de riesgos, previ6 al inicio de la actividad a realizarse en los campos	Encargado de seguridad operativa
R10. Realizar una evaluación a la compañía, del equipo físico y operativo encargada de las actividades de perforación (cumpla con certificaciones del equipo de perforación, equipos críticos, mantenimientos y experiencia del personal)	Encargado de seguridad operativa / Personal operativo
R11. En caso de no fluir el pozo por presión propia, realizar trabajos de estimulación (reparaciones y perforaciones)	P qo dtg'f g'r gtuqpc'f'f'lec0'f'f'hto celop'r tqvgi kf c'dclq'nu'ct'v'wqu'335'f'ceekop'Kf g're'NHVCR'('338' r'tlo gt'r' t'chq'f g're'NI VCRRO
R12. Realizar una evaluación a la compañía, del equipo físico y operativo encargada de las actividades de pruebas de producción (cumpla con certificaciones del equipo de pruebas de producción, equipos críticos, mantenimientos y experiencia del personal)	Encargado de seguridad operativa / Personal operativo
R13. Realizar una evaluación a la compañía, equipo físico y operativo encargada de las actividades de obra civil(cumpla con certificaciones del equipo de pruebas de producción, equipos críticos, mantenimientos y experiencia del personal)	Encargado de seguridad operativa / Personal operativo
R14 Considerar la instrumentación y controles necesarios para controlar un evento indeseado en la ingeniería de detalle del patín de medición	Encargado de seguridad operativa / Personal operativo

### **III.1.1. Sistemas de seguridad**

Los Campos que forman parte de esta Manifestación de Impacto Ambiental, son: Mundo Nuevo, Topen y Malva. Los cuales durante operaciones normales solamente Topen 3 cuenta con equipos contraincendios siendo este un extintor y se cuenta con una cuadrilla de trabajo en sitio para supervisar las operaciones de bombeo neumático (Contratista)

Campo Mundo Nuevo y Malva no cuentan con equipos o sistemas de seguridad en caso de un evento (incendio, explosión, dispersión). Ya que son campos terrestres que solo son verificados por una cuadrilla de trabajo.

Para los trabajos que se piensan realizar en estos campos las medidas de seguridad que se observaron durante la identificación de riesgos fueron los procedimientos operativos, supervisión operativa, programas de trabajo (reparación , perforación), Plan de Contingencia Ambiental (PCA), Plan de Respuesta a Emergencia (PRE), cumplimiento al SASISOPA, inspecciones de integridad mecánica de los pozos y de las líneas de descarga, supervisión de contratistas que presentan servicios a Renaissance Oil Corp.

### **III.1.2. Medidas preventivas**

Dentro de las medidas de prevención para disminuir los riesgos, durante las operaciones a realizarse en los campos de Renaissance Oil Corp se encuentran:

- Procedimientos operativos
- Evaluación de compañías contratistas antes de realizar cualquier trabajo en los campos (Equipos y personal)
- Cumplimiento y seguimiento al SASISOPA
- Inspección de integridad mecánica a los cabezales de pozo y de las líneas de descarga
- Contrapozo en los pozos

Al ser actividades no continuas en las actividades de los campos las medidas preventivas son diferentes a cada una de las actividades a realizarse, Personal de Renaissance Oil Corp. Verifica que las compañías contratadas para prestar servicios cumplan con los requisitos de calidad y con el personal calificado.

## IV. RESUMEN

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

Se realiza el Estudio de Riesgo Ambiental a la empresa Renaissance Oil Corp, con los lineamientos de la "Guía SEMARNAT-07-008. Presentación del estudio de riesgo para empresas que realizan actividades altamente riesgosas", generándose las siguientes conclusiones:

Se realizó la identificación y evaluación de riesgos Utilizando la metodología ¿Qué pasa si...?, a través de reuniones con el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos analizando ocho sistemas, de donde se obtuvieron 331 escenarios de riesgos los niveles de riesgo para el rubro ambiental son:

- 17 escenarios corresponden a nivel de riesgo "A" Alto
- 58 escenarios corresponden a nivel de riesgo "M" Medio
- 256 escenarios corresponden a nivel de riesgo "B" Bajo

De los 331 escenarios analizados y evaluados solo 23 se consideran para realizar análisis cuantitativo (modelaciones de consecuencias), agrupándose en 6 modelaciones:

94, 95, 96, 97, 98, 99	Descontrol del pozo con incendio, explosión y dispersión tóxica, durante la perforación del pozo (cuarta etapa) porque existe manifestación de hidrocarburos (del yacimiento), debido a la baja densidad de lodo de perforación / Llenado insuficiente durante los viajes.
292,293, 294, 296,297 298	Daño de equipos con fuga de hidrocarburos con incendio y explosión, debido a que existe liberación de hidrocarburos durante la medición de pozos, por fallas en los equipos de medición / Represionamiento del equipo de medición.
330, 328, 329	Daño a equipos con fuga de hidrocarburos con incendio, explosión, dispersión tóxica, derrame de hidrocarburos por sabotaje, vandalismo o terrorismo y/o grupos armados
152, 153,	Daño a suelo y fauna del campo durante los trabajos de reparación del pozo por manifestación del pozo por una baja presión hidrostática
198, 199, 204, 205,	Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de explosión, incendio y dispersión tóxica por un golpe al cabezal de pozos durante el desmantelamiento del equipo debido a un error humano (Mala maniobra de grúa) / Falla de equipo de izare.
232, 236	Pérdida de contención en filtros o separador por taponamiento de filtros o falla de válvula en equipo de medición.

De las 6 modelaciones realizadas los escenarios que represento el radio de mayor afectación son el descontrol de pozo por perforación o golpe a cabezal del pozo durante la reparación del pozo, dando un radio de afectación de 60.67 metros para una radiación por 5 Kw/m<sup>2</sup> y por sobrepresión un radio de 63.43 m por sobrepresión de 1 psi.

Las salvaguardas con las que se contarán durante estas actividades dependerán principalmente de las compañías contratadas para dicho fin (perforación o reparación), Renaissance Oil Corp. Cuenta con PRE, PCA, seguro de daños a terceros y al ambiente, programa de control de pozos, en caso de ocurrir algún accidente, dentro de estos programas ya viene mencionada las capacidades operativas y de equipos para mitigar los daños.

Los radios resultantes de las modelaciones representan daños en el interior del campo, solamente Campo Malva representa posibles daños por radiación a la población cercana al Campo (110 metros aproximadamente).

Se obtuvieron un total de 14 recomendaciones la mayoría de ellas con la finalidad de contar con los equipos de contratista dentro de los requisitos operativos y de seguridad de Renaissance Oil Corp.

#### **IV.2. HACER UN RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL**

El presente estudio de Riesgo Ambiental se realizó para identificar los posibles daños que pudieran ocurrir durante las actividades programadas a 15 años por Renaissance Oil Corp. Para los Campos Mundo Nuevo, Topén y Malva.

De los 332 escenarios de riesgo podemos observar que:

- 17 escenarios corresponden a nivel de riesgo "A" Alto
- 58 escenarios corresponden a nivel de riesgo "M" Medio
- 256 escenarios corresponden a nivel de riesgo "B" Bajo

Como podemos observar la mayoría se encuentran en el rango de Bajos, los escenarios altos (A), fueron los que se modelaron junto con algunos escenarios con nivel Medio (M), en donde podemos observar que los daños se encuentran dentro de los campos, los cuales muestran impacto por el operador petrolero anterior, mismos que ya están acondicionados para las actividades petroleras de extracción y exploración de hidrocarburos. Por lo tanto, los posibles daños al ambiente, personal y población son mínimos. En conclusión, el nivel de riesgo ambiental es bajo para las actividades propuestas en el presente estudio.

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

Se presenta en la **Tabla IV.3.1** y **Tabla IV.3.2** los registros técnicos correspondientes para el análisis de consecuencias de los escenarios de riesgo identificados para la MIA-R de los campos Mundo Nuevo, Topén y Malva y los criterios considerados para realizar las simulaciones.

**TABLA IV.3.1 ESTIMACIÓN DE CONSECUENCIA**

No. de Registro	No. de Orden	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada (m <sup>3</sup> /s, m <sup>3</sup> o kg/s)		Estado físico	Programa de simulación empleado	Zona de alto riesgo		Zona de amortiguamiento	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad			Distancia (m)	Tiempo (s)	Distancia (m)	Tiempo (s)
1	94, 95, 96, 97, 98, 99 (Incendio)		X	132.653	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	60.67	1, 296,000	160.31	1, 296,000
1	94, 95, 96, 97, 98, 99 (Explosión)		X	132.653	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	62.43	1, 296,000	96.13	1, 296,000
2	292,293, 294, 296,297 298 (Incendio)		X	23.11	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	55.57	1, 296,000	93.57	1, 296,000
2	292,293, 294, 296,297 298 (Explosión)		X	23.11	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	53.53	1, 296,000	69.17	1, 296,000
3	330, 328, 329 (Incendio)		X	132.653	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	28.45	1, 296,000	48.79	1, 296,000
3	330, 328, 329 (Explosión)		X	132.653	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	22.12	1, 296,000	29.92	1, 296,000

**TABLA IV.3.1 ESTIMACIÓN DE CONSECUENCIA**

No. de Registro	No. de Orden	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada (m <sup>3</sup> /s, m <sup>3</sup> o kg/s)		Estado físico	Programa de simulación empleado	Zona de alto riesgo		Zona de amortiguamiento	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad			Distancia (m)	Tiempo (s)	Distancia (m)	Tiempo (s)
4	152, 153 (Incendio)		X	9.02	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	60.67	1, 296,000	160.31	1, 296,000
4	152, 153 (Explosión)		X	9.02	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	62.43	1, 296,000	96.13	1, 296,000
5	198, 199, 204, 205		X	5.77	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	35.38	14,400	60.22	14,400
5	198, 199, 204, 205		X	5.77	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	35.09	14,400	44.79	14,400
6	232, 236		X	5.77	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	37.66	14,400	63.99	14,400
6	232, 236		X	5.77	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	37.66	14,400	63.99	14,400

**TABLA IV.3.2 CRITERIOS UTILIZADOS**

No. de Registro	No. de Orden	Toxicidad						Explosividad			Radiación Térmica			Otros Criterios
		IDHL	TLV8	TLV15	Velocidad del Viento (m/s)	Estabilidad Atmosférica	Otros	0.5 psi	1.0 psi	Otro (3 psi)	1.4 KW/m <sup>2</sup>	5 KW/m <sup>2</sup>	Otro (37.5 KW/m <sup>2</sup> )	
1	94, 95, 96, 97, 98, 99	--	--	--	1.5	F (Pasquill)	--	96.13	35.09	35.56	160.31	60.67	--	--
2	292,293, 294, 296,297 298	--	--	--	1.5	F (Pasquill)	--	69.17	36.11	41.63	93.57	55.57	--	--
3	330, 328, 329	--	--	--	1.5	F (Pasquill)	--	29.92	35.09	15.9	48.79	28.45	--	--
4	152, 153	--	--	--	1.5	F (Pasquill)	--	96.13	36.11	35.56	160.31	60.67	--	--
5	198, 199, 204, 205	--	--	--	1.5	F (Pasquill)	--	44.79	35.09	27.35	60.22	35.38	--	--
6	232, 236	--	--	--	1.5	F (Pasquill)	--	46.47	36.11	27.85	63.99	37.66	--	--