
ESTUDIO DE RIESGO

MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO

Anexo a la Manifestación de Impacto Ambiental

Proyecto IMP-F.62109
Servicio de Relevamiento y Manifiesto de Impacto Ambiental
“Campo Hokchi”

2018

CONTENIDO

Descripción	Página
I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO.	3
I.1. BASES DE DISEÑO	3
I.1.1 Proyecto civil.	50
I.1.2 Proyecto mecánico.	50
I.1.3 Proyecto sistema contra-incendio.	51
1.2. DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO.	51
I.2.1. Hojas de seguridad.	61
I.2.2. Almacenamiento.	62
I.2.3. Equipos de proceso y auxiliares.	65
I.2.4. Pruebas de verificación	80
I.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN.	83
I.3.1. Especificación del cuarto de control.	86
I.3.2. Sistemas de aislamiento.	90
I.4 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.	101
1.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes.	101
I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización.	116

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

I.1. BASES DE DISEÑO

Descripción general del proyecto.

Como resultado de la Reforma Energética el 7 de enero de 2016 se firmó el contrato CNH-R01-L02-A2/2015 ante la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) cuyo objetivo es la extracción de hidrocarburos en la modalidad de Producción Compartida entre la CNH y Hokchi Energy S.A. de C.V. y E&P Hidrocarburos y Servicios.

El área contractual cubre una superficie de 39.598 km² en campos marinos con una vigencia de 25 años con posibilidad de obtener dos extensiones de contrato de 5 años cada una.

El campo Hokchi se localiza costa afuera, aproximadamente 27 km al noroeste del puerto de Dos Bocas, entre las subcuencas Salina del Este y Comalcalco con una profundidad promedio de agua de 30 m.

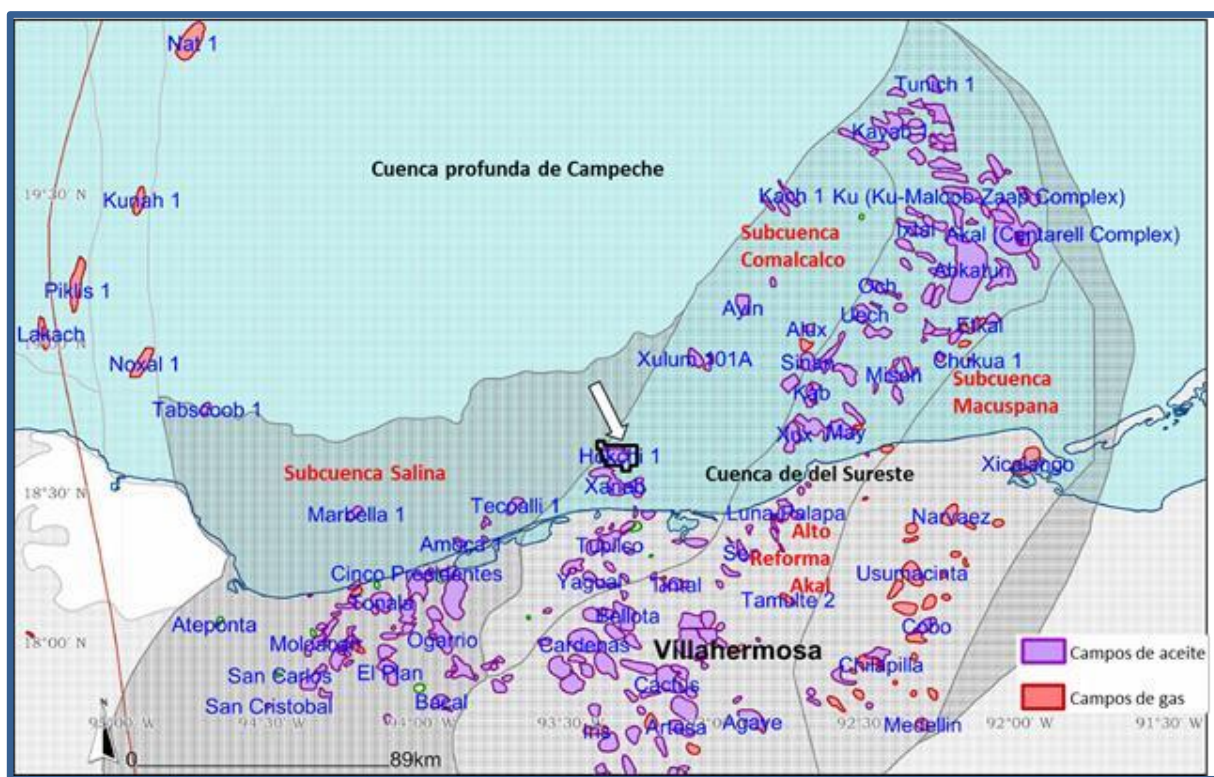


Figura I.1 Localización de Campo Hokchi (Campos de aceite y gas)

En el Campo Hokchi se localiza el polígono "A" el cual no presenta restricciones estratigráficas en la delineación y extracción de hidrocarburos y el polígono "B", donde solo se permitirán las actividades petroleras y la extracción de hidrocarburos de las formaciones geológicas pertenecientes al Cenozoico.

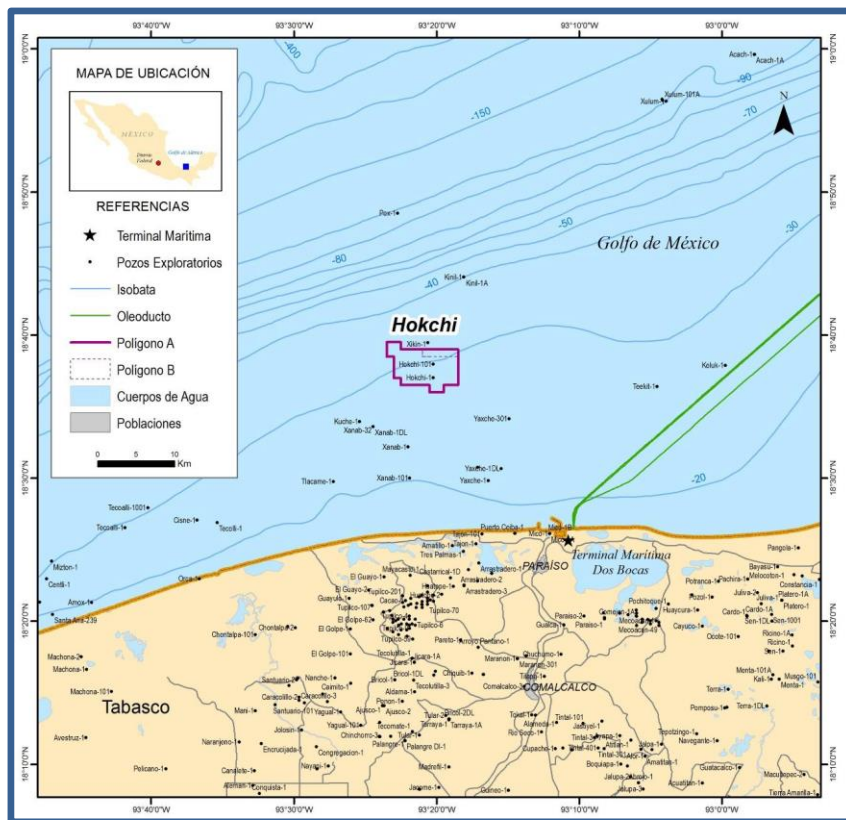


Figura I.2 Ubicación geográfica del área del campo Hokchi

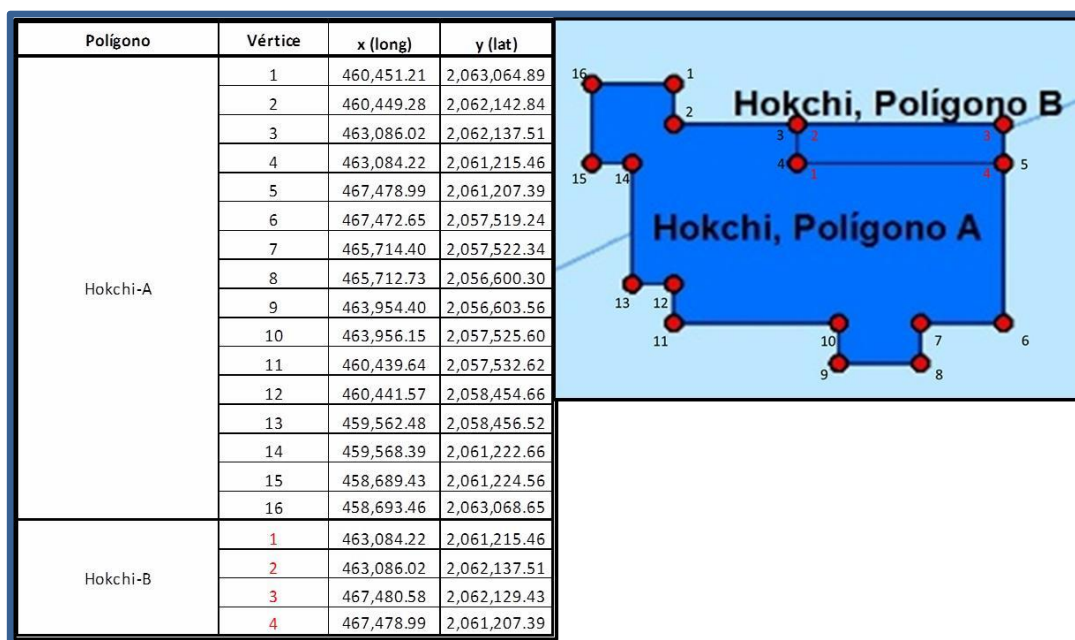


Figura I.3 Ubicación de polígonos A y B, Campo Hokchi

El área contractual y el área territorial seleccionada (Opción 3B) para la construcción de las instalaciones de separación de aceite crudo representan ventajas importantes en el desarrollo del proyecto tomando en cuenta la etapa de perforación, mantenimiento y reparación de pozos, así como el procesamiento, transporte y comercialización del crudo, ya que la ubicación de la Terminal Marítima de Dos Bocas, y el puerto API Dos Bocas son considerados una ventaja competitiva por la infraestructura que ofrecen así como su cercanía al campo Hokchi y al área territorial seleccionada para la construcción de las instalaciones de separación de aceite crudo.

La Opción 3B considera las instalaciones necesarias para que Hokchi Energy realice procesamiento y tratamiento de los hidrocarburos a condiciones de calidad para comercialización y en la generación eléctrica propia se utilizará el gas producido después de ser acondicionado a gas combustible.

En esta opción el aceite tratado a condiciones comerciales será inyectado, previa medición comercial, a ducto existente de PEMEX entre la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB) y el Centro Comercializado de Crudo (CCC) Palomas.

El gas se integrará previa medición y en Alta presión (90 kg/cm²), al gasoducto existente entre la TMDB y la Planta Cactus (Pemex).

El agua congénita, se tratará y utilizará como agua de inyección al yacimiento.

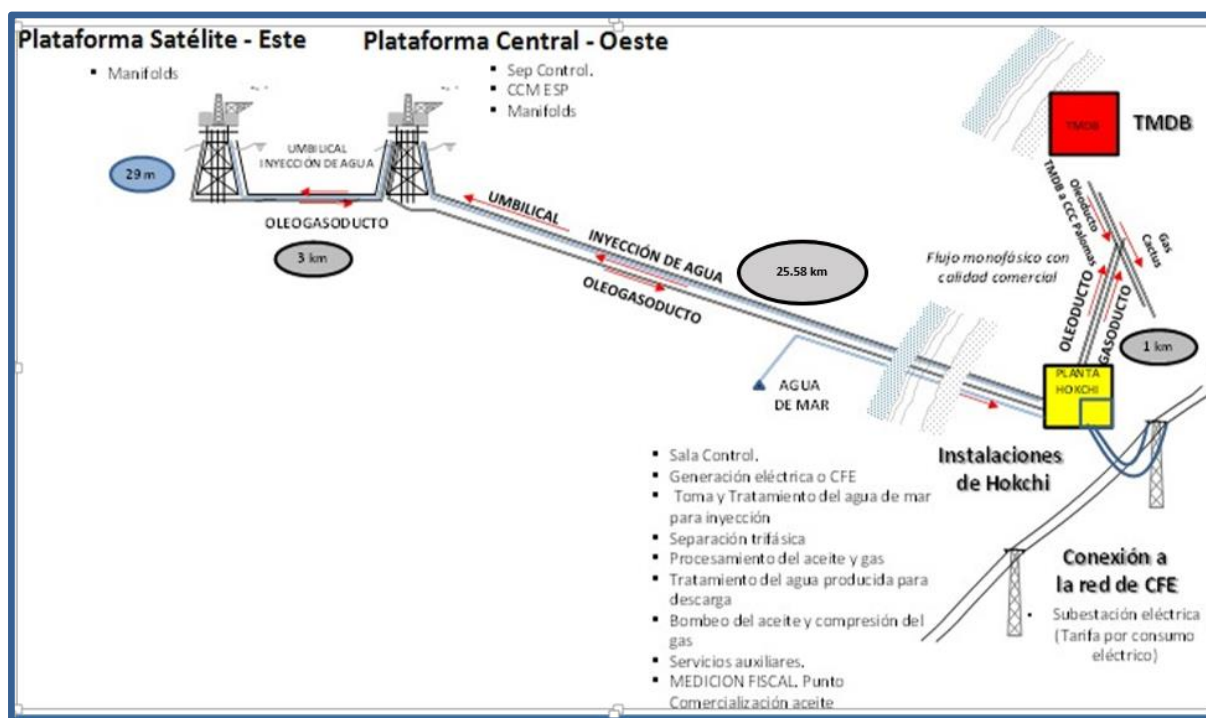


Figura I.4 Diagrama del Proyecto Hokchi. Opción 3B

La Opción 3B consta de dos Plataformas Marinas (Satélite y Central) que envían la producción a una instalación terrestre Planta Hokchi.

Como primera etapa de producción, la Plataforma Satélite enviará la producción a la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso, para su separación aceite/ gas/ agua y tratamiento para su envío de aceite y gas a exportación

En una segunda etapa de producción, la Plataforma Satélite y la Plataforma Central en conjunto enviarán la producción a la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso, para su separación aceite/ gas/ agua y tratamiento para su envío de aceite y gas a exportación. En esta etapa se tratará agua de mar que se juntará con el agua congénita obtenida de la separación trifásica y deshidratación de crudo, para su envío como medio de inyección de agua en los pozos previstos en la Plataforma Central y la Plataforma Satélite. De manera adicional, se tiene considerado la instalación de bombas electrocentrífugas (BEC) que ayudarán a levantar la presión en las bajantes de producción en cada pozo productor en las plataformas marinas.

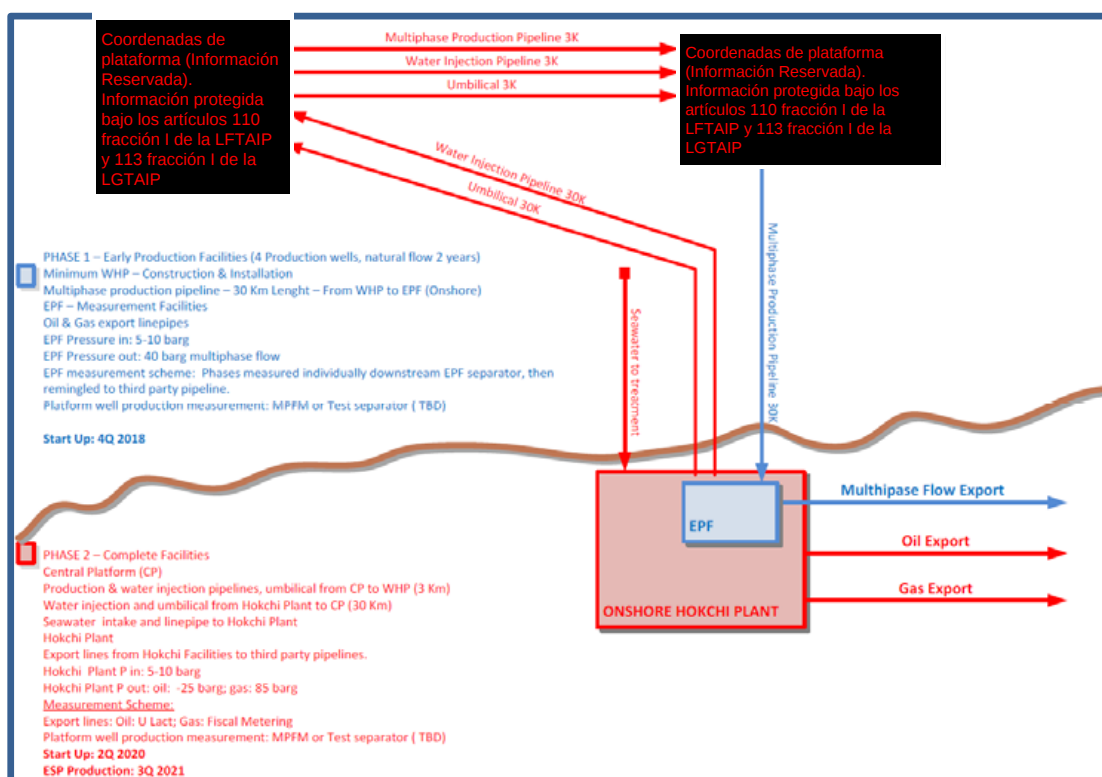


Figura I.5 Instalaciones Marinas y Terrestre del proyecto Hokchi

El diagrama de bloques de las instalaciones en el proceso de producción del proyecto Hokchi es el siguiente:

Diagrama de Instalaciones
(Secreto Industrial).
Información protegida bajo
los artículos 113 fracción
II de la LFTAIP y 116 de la
LGTAIP

Figura I.6 Opción 3 B Instalaciones Offshore (costa afuera)

Diagrama de Instalaciones (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP

Figura I.7 Opción 3 B Instalaciones Onshore (terrestres)

Actualmente se han perforado los pozos en dos lugares denominados como "Locación Este" y "Locación Oeste" desde un equipo autoelevable (Jackup) y se ubicaron en el fondo marino dos templete de perforación para la guía de los conductores. En la Locación Este se dejó un templete de cuatro slots, con tres pozos perforados en abandono temporal y en la Locación Oeste se dejó instalado un templete de dos conductores con dos pozos perforados en estado de abandono temporal.

En ambas locaciones, se instalarán plataformas de producción, una central y otra satélite, definidas como:

- Plataforma Satélite-HES.
- Plataforma Central-HOE.

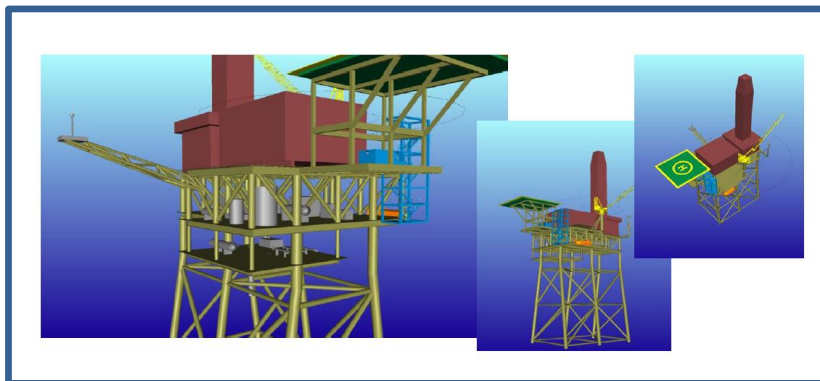


Figura I.8 Plataforma Central HOE

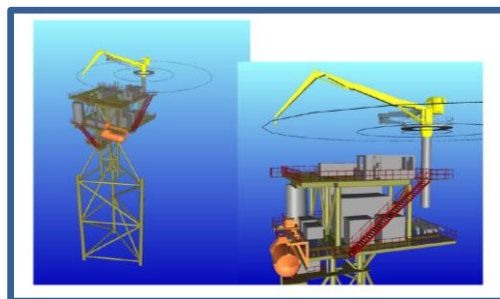


Figura I.9 Plataforma Satélite-HES

La producción del campo será captada en las dos plataformas marinas no tripuladas donde se instalarán los cabezales de los pozos inyectoros y productores, cabezales de producción y ensayo y los sistemas de servicios auxiliares, sistemas eléctricos y control de las instalaciones.

La plataforma satélite (HES) contará con 6 conductores disponibles para pozos productores e inyectoros, además de 4 pozos con conductores disponibles para 2 pozos adicionales y la plataforma central (HOE) tendrá 16 conductores para pozos productores e inyectoros con diez pozos entre productores e inyectoros y 6 conductores disponibles adicionales.

De esta forma, la producción del campo Hokchi será recibida en las dos plataformas marinas donde se instalarán las cabezas de pozos inyectoros y productores, los cabezales de producción y ensayo con los sistemas para brindar servicios auxiliares y control de las instalaciones.

La medición de los pozos de la plataforma HES se realizará por medio de un medidor multifásico instalado en un cabezal que permitirá medir de manera individual la producción de cada pozo en forma alternada y en la plataforma HOE se contará con un separador trifásico (agua, gas y aceite) de control para el aforo de pozos, existiendo una vinculación entre ambas plataformas que permite controlar los pozos de la plataforma satélite en el separador de la plataforma central.

Posteriormente la producción multifásica de ambas plataformas, se enviará a la instalación de procesamiento en tierra, denominada Planta Hokchi Paraíso a través de un oleogasoducto con una longitud aproximada de 25.58 km.

La Trayectoria del ducto a tierra se realizará por medio de una Perforación Direccional Horizontal (HDD) para la canalización del ducto por medio de una trinchera con la mínima interrupción en áreas ambientalmente sensibles y la mínima afectación a terceros de la siguiente manera:

- Perforación de agujero piloto: Un agujero es perforado con un paquete de navegación que transmite la posición y profundidad de la perforación a la tripulación.
- Sistema Pull-back: El diámetro del agujero es aumentado dependiendo de las condiciones del suelo.
- Colocación de tubería: Se jala la tubería a través de la canalización de la tubería para colocarla en posición.

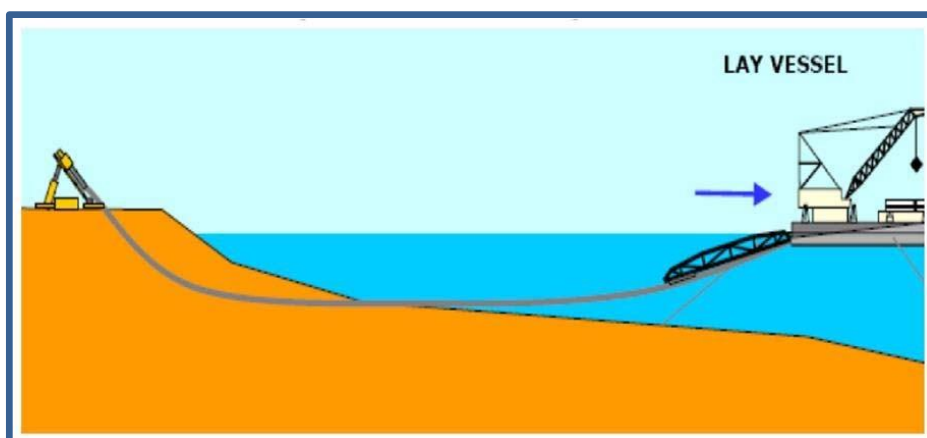


Figura I.10 Instalación de ducto marino

Para la opción 3B los ductos desde las plataformas offshore Hokchi a la orilla tendrá que cruzar ductos existente de terceros que están enterrados debajo del lecho marino. De acuerdo a reglamento, el gobierno mexicano establece que nuevos oleoductos que son enterrados estarán al menos con 1m de cubierta, siendo para el proyecto Hokchi la profundidad del agua menor de 30m.

El tipo de cruce propuesto es "cruce de bajada", referido al descenso intencional del gasoducto operativo existente en una longitud de transición para proporcionar la necesaria profundidad total en el lugar del cruce, siendo el objetivo alcanzar un mínimo de 1m para cubrir el nuevo gasoducto y una separación adecuada entre los nuevos ductos y los ductos existentes.

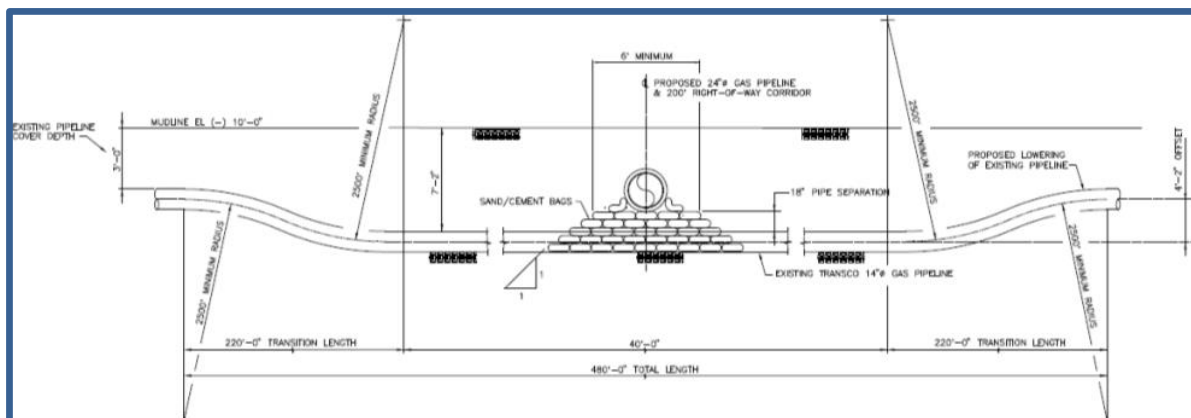


Figura I.11 Perfil de cruce de bajada

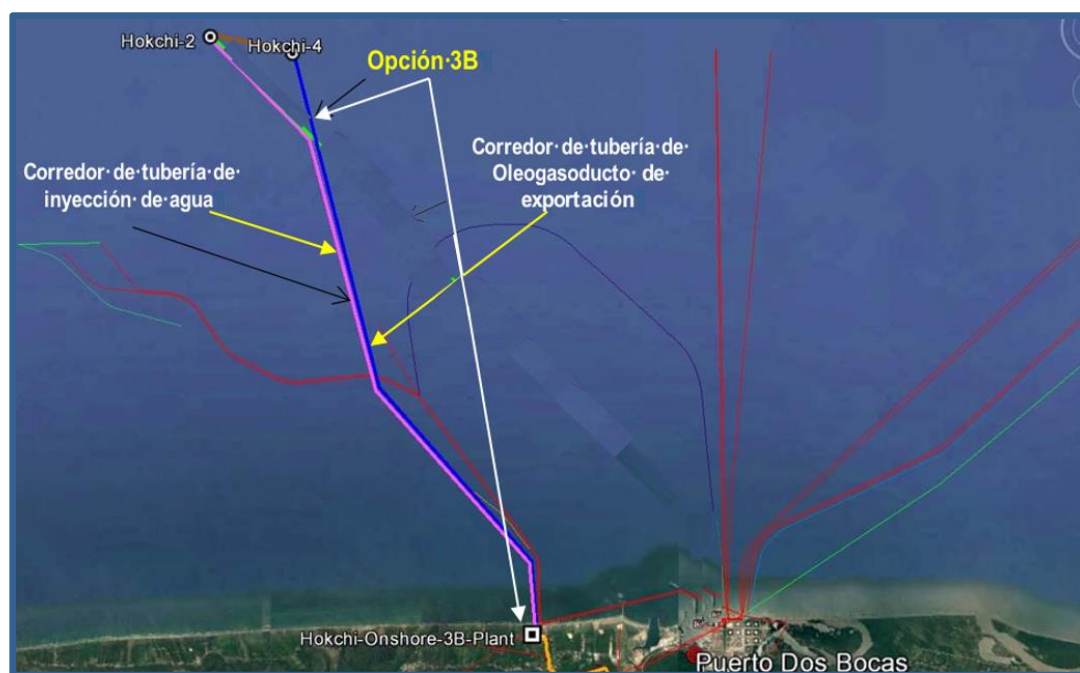


Figura I.12 Trayectoria de ductos marinos

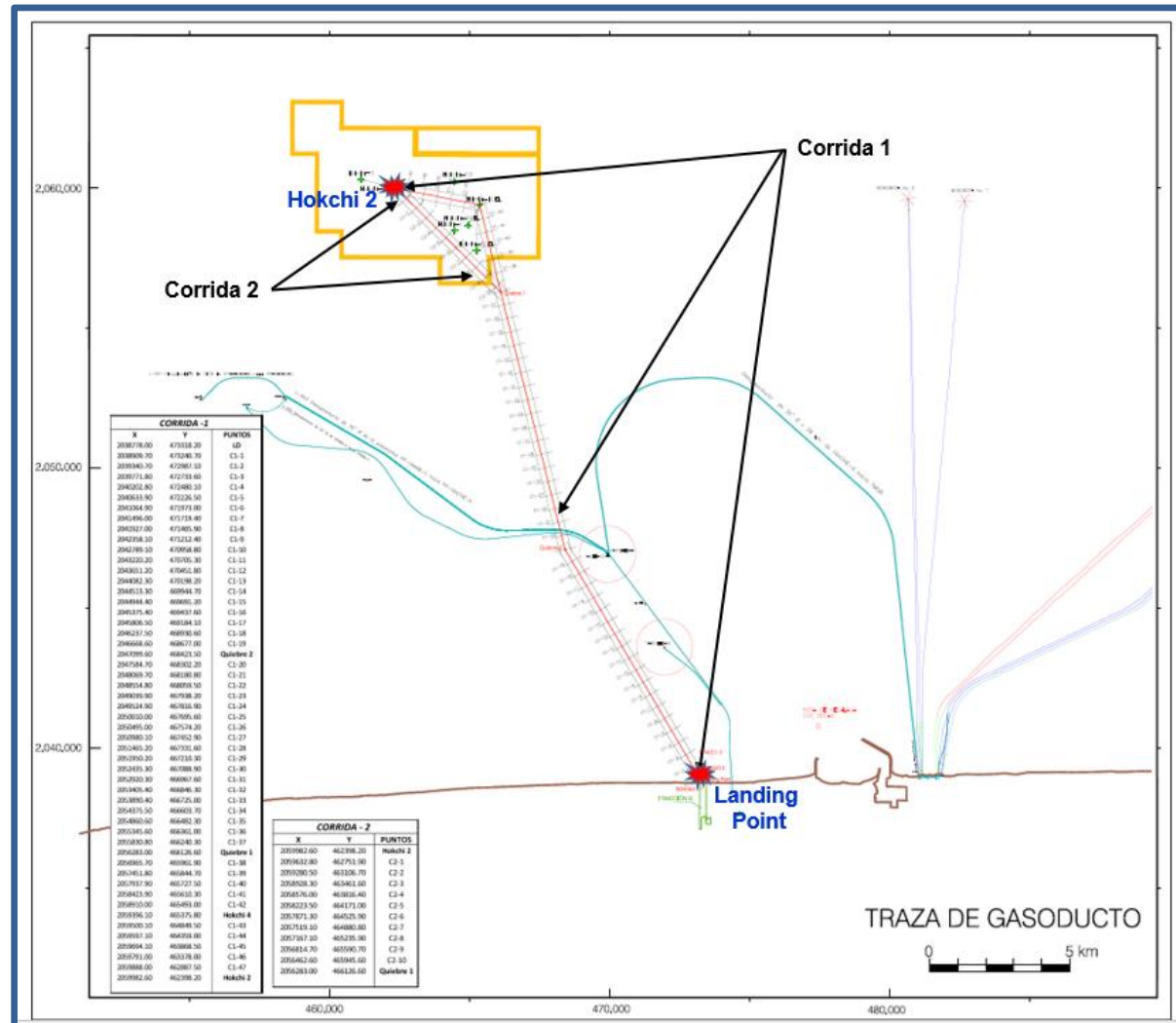


Figura I.13 Trayectoria de ductos marinos desde el punto Hokchi 2 hasta el punto Landing Point

El área de exploración geofísica denominado “CORREDOR HOKCHI” se localiza en un punto denominado “Landing Point” (LD) localizado aproximadamente a 6.3 km al oeste del Puerto de Dos Bocas y aproximadamente a 27.9 km del punto denominado Hokchi 2 al noroeste del Puerto de Dos Bocas, Tabasco. Este corredor tiene una longitud aproximada desde el punto Hokchi 2 hasta el punto Landing Point de 25.58 km.

Este corredor se encuentra en las siguientes coordenadas:

Tabla I.1 Coordenadas del corredor para el ducto marino

Puntos	Coordenadas UTM	
	X	Y
Corrida 1		
Landing Point (LD)	473,318.20	2,038,778.00
C1-1	473,240.70	2,038,909.70
C1-2	472,987.10	2,039,340.70
C1-3	472,733.60	2,039,771.80
C1-4	472,480.10	2,040,202.80
C1-5	472,226.50	2,040,633.90
C1-6	471,973.00	2,041,064.90
C1-7	471,719.40	2,041,496.00
C1-8	471,465.90	2,041,927.00
C1-9	471,212.40	2,042,358.10
C1-10	470,958.80	2,042,789.10
C1-11	470,705.30	2,043,220.20
C1-12	470,451.80	2,043,651.20
C1-13	470,198.20	2,044,082.30
C1-14	469,944.70	2,044,513.30
C1-15	469,691.20	2,044,944.40
C1-16	469,437.60	2,045,375.40
C1-17	469,184.10	2,045,806.50
C1-18	468,930.60	2,046,237.50
C1-19	468,677.00	2,046,668.60
Quiebre 2	468,423.50	2,047,099.60
C1-20	468,302.20	2,047,584.70
C1-21	468,180.80	2,048,069.70
C1-22	468,059.50	2,048,554.80
C1-23	467,938.20	2,049,039.90
C1-24	467,816.90	2,049,524.90
C1-25	467,695.60	2,050,010.00
C1-26	467,574.20	2,050,495.00

Puntos	Coordenadas UTM	
	X	Y
Corrida 1		
C1-27	467,452.90	2,050,980.10
C1-28	467,331.60	2,051,465.20
C1-29	467,210.30	2,051,950.20
C1-30	467,088.90	2,052,435.30
C1-31	466,967.60	2,052,920.30
C1-32	466,846.30	2,053,405.40
C1-33	466,725.00	2,053,890.40
C1-34	466,603.70	2,054,375.50
C1-35	466,482.30	2,054,860.60
C1-36	466,361.00	2,055,345.60
C1-37	466,240.30	2,055,830.80
Quiebre 1	466,126.60	2,056,283.00
C1-38	465,961.90	2,056,965.70
C1-39	465,844.70	2,057,451.80
C1-40	465,727.50	2,057,937.90
C1-41	465,610.30	2,058,423.90
C1-42	465,493.00	2,058,910.00
Hokchi 4	465,375.80	2,059,396.10
C1-43	464,849.50	2,059,500.10
C1-44	464,359.00	2,059,597.10
C1-45	463,868.50	2,059,694.10
C1-46	463,378.00	2,059,791.00
C1-47	462,887.50	2,059,888.00
Hokchi 2	462,398.20	2,059,982.60

Puntos	Coordenadas UTM	
	X	Y
Corrida 2		
Hokchi 2	462,398.20	2,059,982.60
C2-1	462,751.90	2,059,632.80
C2-2	463,106.70	2,059,280.50
C2-3	463,461.60	2,058,928.30
C2-4	463,816.40	2,058,576.00
C2-5	464,171.00	2,058,223.50
C2-6	464,525.90	2,057,871.30
C2-7	464,880.80	2,057,519.10
C2-8	465,235.90	2,057,167.10
C2-9	465,590.70	2,056,814.70

Puntos	Coordenadas UTM	
	X	Y
Corrida 2		
C2-10	465,945.60	2,056,462.60
Quiebre 1	466,126.60	2,056,283.00

Las coordenadas de los puntos de arribo costero de los ductos marinos son las siguientes:

Tabla I.2 Coordenadas de los puntos del arribo costero de ductos marinos

Ducto	Coordenadas Geográficas		Coordenadas UTM	
	Latitud	Longitud	X	Y
Oleogasoducto	18°26'20.51"	93°15'9.63"	473,318.20	2,038,778.00
Agua de inyección	18°26'20.51"	93°15'9.63"	473,318.20	2,038,778.00
Umbilical	18°26'20.51"	93°15'9.63"	473,318.20	2,038,778.00
Agua de mar	18°26'20.51"	93°15'9.63"	473,318.20	2,038,778.00
Agua residual	18°26'20.51"	93°15'9.63"	473,318.20	2,038,778.00

Coordenadas UTM en WGS 84, UTM 15 (Data Package 2015)

La producción será recibida en tierra en la Planta Hokchi Paraiso a través de un receptor de slugs e ingresando a los separadores trifásicos de producción, los cuales cuentan con sistemas de medición para cuantificar cada una de las fases (agua, aceite y gas).

La Planta Hokchi Paraiso contará con las siguientes instalaciones:

- Planta de tratamiento de aceite.
- Planta de compresión y deshidratación de gas.
- Planta de tratamiento de agua congénita.
- Planta de captación, tratamiento de agua de mar e Inyección.
- Planta de generación eléctrica.
- Infraestructura operativa (Servicios comunes, red contra incendio, depósitos, oficinas).

Plano de Instalación
(Secreto Industrial).
Información protegida
bajo los artículos 113
fracción II de la LFTAIP
y 116 de la LGTAIP

Figura I.14A Planta Hokchi Paraiso Fracción A

Plano de Instalación
(Secreto Industrial).
Información protegida
bajo los artículos 113
fracción II de la LFTAIP
y 116 de la LGTAIP

Figura I.14B Planta Hokchi Paraiso Fracción A y B

Para las instalaciones en tierra correspondientes a la Planta Hokchi Paraiso, se consideran 2 predios (Fracción A y B) con el polígono siguiente.

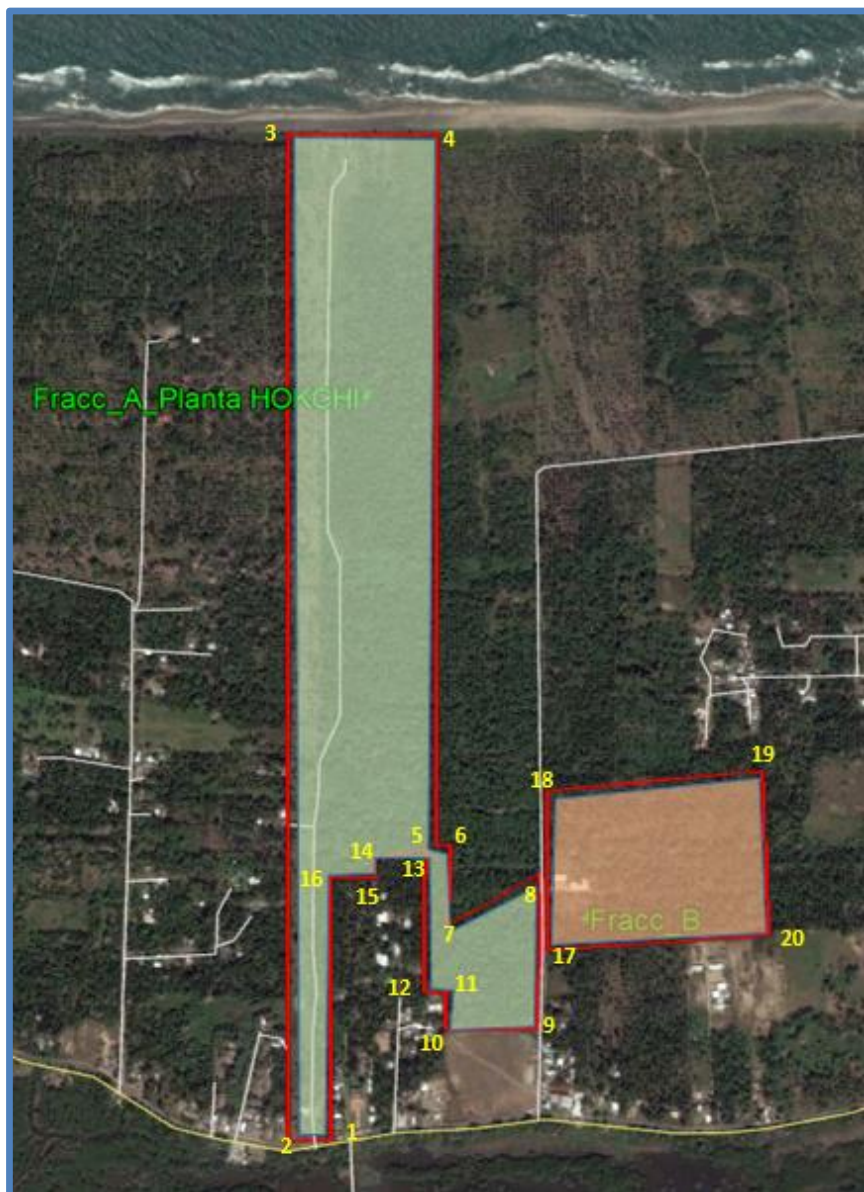


Figura I.15 Polígono del predio para la Planta Hokchi Paraiso

Las coordenadas del polígono para la Planta Hokchi Paraiso son las siguientes:

Tabla I.3 Coordenadas de la Fracción A y B del polígono para la Planta Hokchi Paraiso

Fracción A				
Punto Georeferenciado	Coordenadas Geográficas		Coordenadas UTM	
	Latitud	Longitud	(X)	(Y)
1-2	18°25'26.5653"	93°15'10.4738"	473,291.0000	2,037,120.0000
2-3	18°25'26.4990"	93°15'12.7925"	473,222.9778	2,037,118.0585
3-4	18°26'19.4734"	93°15'12.6238"	473,230.2042	2,038,746.1595
4-5	18°26'19.3852"	93°15'4.4435"	473,470.1531	2,038,743.1146
5-6	18°25'41.5441"	93°15'4.7061"	473,460.8368	2,037,580.1214
6-7	18°25'41.6713"	93°15'3.9508"	473,483.0000	2,037,584.0000
7-8	18°25'37.5063"	93°15'4.1152"	473,478.0000	2,037,456.0000
8-9	18°25'40.1159"	93°14'59.1419"	473,624.0000	2,037,536.0000
9-10	18°25'32.0788"	93°14'56.3889"	473,617.0000	2,037,289.0000
10-11	18°25'32.1899"	93°15'4.3120"	473,472.0000	2,037,292.0000
11-12	18°25'34.0775"	93°15'4.2337"	473,474.3766	2,037,350.6236
12-13	18°25'34.0765"	93°15'5.4802"	473,437.8098	2,037,350.6426
13-14	18°25'41.4461"	93°15'5.2881"	473,443.7607	2,037,577.1331
14-15	18°25'40.9826"	93°15'8.0405"	473,363.0000	2,037,563.0000
15-16	18°25'39.9740"	93°15'8.0049"	473,364.0000	2,037,532.0000
16-1	18°25'40.0684"	93°15'10.4254"	473,293.0000	2,037,535.0000
Area Fracción A: 350,825.067 m²				

Fracción B				
Punto Georeferenciado	Coordenadas Geográficas		Coordenadas UTM	
	Latitud	Longitud	(X)	(Y)
17-18	18°25'38.1467"	93°14'58.8294"	473,633.0000	2,037,414.0000
18-19	18°25'44.3769"	93°14'58.6706"	473,638.0000	2,037,667.0000
19-20	18°25'45.2400"	93°14'47.0616"	473,978.0000	2,037,693.0000
20-17	18°25'36.7480"	93°14'48.8991"	473,983.0000	2,037,432.0000
Area Fracción B: 88,665.000 m²				

Area Total del polígono (Fracción A y B)
439,490.067 m²

Adicionalmente, se ubicará la Estación de medición (HPE Hokchi Punto de Entrega) en un predio fuera de la planta, que incluye la instalación de los sistemas y equipos de medición fiscal, tanto de gas como de aceite y los servicios auxiliares necesarios para este proceso.

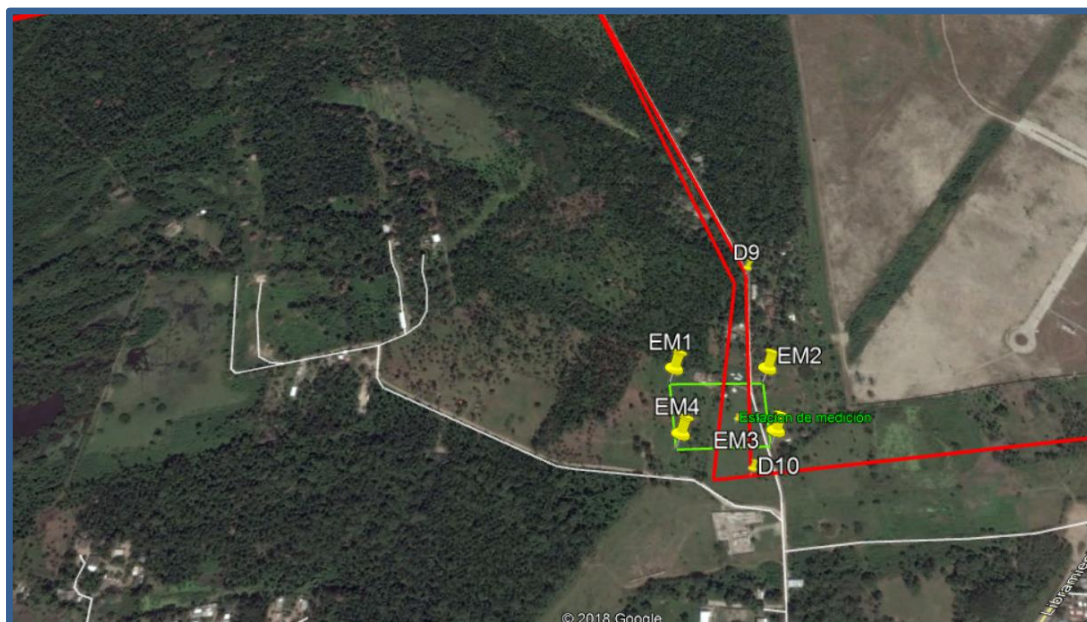


Figura I. 16 Localización de Estación de medición de productos

Las coordenadas de la Estación de medición son las siguientes:

Tabla I.4 Coordenadas de la Estación de medición

Punto	Coordenadas Geográficas		Coordenadas UTM	
	Latitud	Longitud	X	Y
EM1	Coordenadas de Instalación (Información Reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP			
EM2				
EM3				
EM4				

Coordenadas UTM en WGS 84, UTM 15 (Data Package 2015)

Una vez que el aceite ha sido tratado para tener especificación comercial, además de su medición de volumen y calidad posteriormente será inyectado a un oleoducto existente y el gas será comprimido y deshidratado para ingresar a un gasoducto existente pasando previamente por el sistema de medición y cromatógrafo en línea.

De esta forma el petróleo y el gas saldrán de la Planta Hokchi Paraiso dentro de especificación por ductos de exportación hasta la instalación de entrega fiscal o Estación de Medición para inyectarse al oleoducto y gasoducto existentes.



Figura I.17 Trayectoria de Ductos Terrestres a Exportación

Las coordenadas de la trayectoria de ductos desde la Planta Hokchi Paraiso hasta la Estación de Medición son las siguientes:

Tabla I.5 Coordenadas de los Ductos desde la Planta Hokchi Paraiso hasta la Estación de Medición

Punto	Coordenadas Geográficas		Coordenadas UTM	
	Latitud	Longitud	X	Y
PP1	18°25'45.23"	93°14'53.22"	473,798	2,037,693
PP2	18°25'45.24"	93°14'44.70"	474,048	2,037,693
PP3	18°25'44.25"	93°14'36.17"	474,298	2,037,662
PP4	18°25'44.29"	93°14'27.65"	474,548	2,037,663
D3	18°25'28.23"	93°14'15.57"	474,696.05	2,037,169.25
D4	18°25'23.03"	93°14'15.57"	474,901.49	2,037,009.17
D5	18°25'11.38"	93°14'16.03"	474,887.52	2,036,651.13
D6	18°25'9.24"	93°14'9.45"	475,080.47	2,036,585.11
D7	18°25'19.98"	93°13'50.88"	475,625.61	2,036,914.53
D8	18°25'30.80"	93°13'12.18"	476,761.40	2,037,245.62

Punto	Coordenadas Geográficas		Coordenadas UTM	
	Latitud	Longitud	X	Y
D9	18°25'4.72"	93°12'59.41"	477,135.01	2,036,443.76
D10	18°24'53.41"	93°12'59.38"	477,135.40	2,036,096.07

Durante la etapa de desarrollo del Campo Hokchi se llevarán a cabo diversas obras y actividades de manera simultánea, sin embargo cuando estas obras puedan estar en conflicto, de manera primordial se establecerán las prioridades para la definición del orden de ejecución de las mismas, estableciendo las barreras necesarias para la administración de los posibles riesgos de manera razonablemente practicable y de acuerdo a la naturaleza de cada obra.

Por lo anterior, se respetarán las prioridades establecidas por Hokchi energy en el siguiente orden:

- Seguridad de las personas.
- Protección al medio ambiente.
- Instalaciones.

El diagrama general de la infraestructura marina y terrestre del campo Hokchi es el siguiente:

Diagrama de Instalaciones (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP

Figura I.18 Infraestructura Offshore y Onshore del Campo Hokchi

La principal infraestructura del Campo Hokchi es la siguiente:

Tabla I.6 Principal Infraestructura del Campo Hokchi

Infraestructura	Descripción	Uso Individual o Compartido	Inicio de Operaciones
Plataforma	HES-Plataforma marina satélite	Individual	2020
Plataforma	HOE- Plataforma marina central	Individual	2020
Ducto Producción	Oleogasoducto de producción a (HPP)	Individual	2020
Ducto Inyección	Acueducto de inyección de agua de (HPP) a HOE	Individual	2021
Ductos entre Plataformas	Oleogasoductos multifásicos entre HOE y HES	Individual	2020

Infraestructura	Descripción	Uso Individual o Compartido	Inicio de Operaciones
Ducto Umbilical	Cable de potencia a plataformas de (HPP)	Individual	2020
Planta de Aceite	(HPP)-Planta de procesamiento de aceite	Individual	2020
Planta de Gas	(HPP) – Planta de procesamiento de gas	Individual	2020
Planta Inyección agua mar	(HPP) – Planta inyección de agua salada	Individual	2021
Planta Agua mar	(HPP) – Planta de tratamiento de agua de mar	Individual	2021
Planta Generación	(HPP) – Planta de generación de energía	Individual	2020
Infraestructura	Infraestructura operativa – Talleres y oficinas	Individual	2020
Gasoducto	Gasoducto de exportación – (HPP) a HPE	Individual	2020
Oleoducto	Oleoducto de exportación-(HPP) a HPE	Individual	2020
Punto entrega	HPE – Punto de entrega y comercialización	Individual	2020

Características del Pozo.

La composición del pozo es la siguiente:

Tabla I.7 Composición química del crudo. Etapa 1

Componente	Depósito de líquido	
	% Peso	% Molar
Nitrógeno	Composición del pozo (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP	
Dióxido de carbono		
Sulfuro de hidrógeno		
Metano		
Etano		
Propano		
I-Butano		
N-Butano		
I-Pentano		
N-Pentano		
N-Hexano		
M-C-Pentano		

Componente	Depósito de líquido	
	% Peso	% Molar
Benceno	Composic ión del pozo (Secreto Industrial) Informaci ón protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP	
Ciclohexano		
N-Heptano		
M-C-Hexano		
Tolueno		
N-Octano		
E-Benceno		
M/P Xileno		
O-Xileno		
N-Nonano		
Pseudo-C ₁₀ H ₂₂		
Pseudo-C ₁₁ H ₂₄		
Pseudo-C ₁₂ H ₂₆		
Pseudo-C ₁₃ H ₂₈		
Pseudo-C ₁₄ H ₃₀		
Pseudo-C ₁₅ H ₃₂		
Pseudo-C ₁₆ H ₃₄		
Pseudo-C ₁₇ H ₃₆		
Pseudo-C ₁₈ H ₃₈		
Pseudo-C ₁₉ H ₄₀		
Pseudo-C ₂₀ H ₄₂		
Pseudo-C ₂₁ H ₄₄		
Pseudo-C ₂₂ H ₄₆		
Pseudo-C ₂₃ H ₄₈		
Pseudo-C ₂₄ H ₅₀		
Pseudo-C ₂₅ H ₅₂		
Pseudo-C ₂₆ H ₅₄		
Pseudo-C ₂₇ H ₅₆		
Pseudo-C ₂₈ H ₅₈		
Pseudo-C ₂₉ H ₆₀		
C ₃₀₊		

Tabla I.8 Composición química del crudo. Etapa 2

Componente	% mol
CO ₂	Composición del pozo (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP
H ₂ S	
Metano	
Etano	
Propano	
i-Butano	
n-Butano	
i-Pentano	
n-Pentano	
n-Hexano	
m-Ciclopentano	
Nitrogeno	
Benceno	
Ciclohexano	
n-Heptano	
m-Ciclohexano	
Tolueno	
n-Octano	
E-Benceno	
m-Xileno	
p-Xileno	
o-Xileno	
n-Nonano	
n-Decano	
n-C11	
n-C12	
n-C13	
n-C14	
n-C15	
n-C16	
n-C17	
n-C18	
n-C19	
n-C20	
n-C21	
n-C22	
n-C23	
n-C24	
n-C25	
n-C26	
n-C27	
n-C28	
n-C29	
n-C30	
H ₂ O	
n-DotriC32	
TEGlycol	
C30-R2*	

Componente	% mol
C30-R3*	Composición del pozo (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP
1Pentantiol	

* A partir de la corriente 1 del balance de materia y energía.

Producción del Campo Hokchi.

Se considera una producción de aceite y gas de la siguiente manera:

Tabla I.9 Producción a exportación de aceite y gas del Campo Hokchi

Sustancia	Producción
Aceite	35.000 BPD
Gas	13 MMSCFD
Inyección de agua	45.000 BPD
Producción bruta de líquido	45.000 BPD

Especificaciones de aceite y gas para exportación.

Las especificaciones de los productos para exportación deberán ser de la siguiente manera:

Tabla I.10 Especificaciones de aceite de exportación

Especificación	Valor
Viscosidad (100° F, SSU / cp)	60 / 10
Sedimentos del agua (%vol)	0.5
Azufre (%peso)	3.4
Presión de Vapor Reid (ASTM D323) psia	6.0
Sal 100 lbs/bbl	50
Presión de vapor (en depósito) kPa	< 80

Tabla I.11 Especificaciones de gas de exportación

Especificación	Valor
Humedad (H ₂ O) (mg/m ³).	110
Azufre Total (mg/m ³).	150
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S) (mg/m ³).	6.0
Poder calorífico superior (MJ/m ³).	37.30 a 48
Dióxido de carbono (CO ₂) (%vol)	3
Oxígeno (O ₂) (%vol)	0.2

La composición considerada en el petróleo y gas de exportación es la siguiente:

Tabla I.12 Composición de productos de exportación*

Componente	% mol	
	Gas de exportación	Aceite de exportación
CO ₂	0.080	0
H ₂ S	0	0
Metano	67.85	0.01
Etano	12.97	0.13
Propano	11.51	1.17
i-Butano	1.17	0.47
n-Butano	3.60	2.27
i-Pentano	0.71	1.57
n-Pentano	0.83	2.70
n-Hexano	0.27	5.31
Mciclopentano	0.04	0.74
Nitrogeno	0.91	0
Benceno	0.01	0.13
Ciclohexano	0.02	0.47
n-Heptano	0.03	4.75
Mciclohexano	0.01	0.95
Tolueno	0	0.53
n-Octano	0	5.07
E-Benceno	0	0.42
m-Xileno	0	0

Componente	% mol	
	Gas de exportación	Aceite de exportación
p-Xileno	0	0.82
o-Xileno	0	0.30
n-Nonano	0	4.31
n-Decano	0	5.72
n-C11	0	4.84
n-C12	0	4.12
n-C13	0	3.83
n-C14	0	3.32
n-C15	0	3.15
n-C16	0	2.80
n-C17	0	2.47
n-C18	0	2.28
n-C19	0	2.21
n-C20	0	1.95
n-C21	0	1.77
n-C22	0	1.65
n-C23	0	1.49
n-C24	0	1.37
n-C25	0	1.27
n-C26	0	1.19
n-C27	0	1.16
n-C28	0	1.07
n-C29	0	1.05
n-C30	0	0
H ₂ O	0	3.55
n-DotriC32	0	0
TEGlycol	0	0
C30-R2*	0	14.32
C30-R3*	0	1.32
1Pentantíol	0	0.0026

* A partir de las corrientes 28 y 49 del balance de materia y energía, respectivamente.

Desarrollo del Proyecto Hokchi.

Para la ejecución total del proyecto se contemplan las siguientes actividades:

- Diseño, construcción e instalación de las plataformas HES-Plataforma Satélite y HOE-Plataforma Central, no tripuladas y sin instalaciones de proceso.
- Diseño, construcción e instalación de ductos marinos.
- Diseño, construcción e instalación de ductos umbilicales.
- Diseño, construcción e instalación del “shore approach” de ductos y umbilical hacia la planta de tratamiento en tierra.
- Diseño y construcción de la toma de agua de mar.
- Diseño y construcción del complejo Planta Hokchi Paraíso en tierra.
- Diseño y construcción de los ductos de exportación de gas y aceite desde Hokchi Planta Paraíso hasta el punto de entrega y medición fiscal en tierra.
- Re-terminación de los 3 pozos perforados durante el periodo de evaluación en la plataforma Este (Hokchi-4DEL, Hokchi-5DEL, Hokchi-6DEL), y conexión de los mismos a la correspondiente plataforma de producción.
- Perforación del pozo productor de desarrollo Hokchi-7, y conexión del mismo a la plataforma Este.
- Re-terminación de los pozos perforados durante el período de evaluación en la plataforma Oeste (Hokchi-2DEL y Hokchi-3DEL), y conexión de los mismos a la correspondiente plataforma de producción.
- Perforación y terminación de 4 pozos productores, 3 de los cuales serán horizontales y uno dirigido. Los 4 serán conectados a la plataforma Oeste.
- Perforación y terminación de 4 pozos inyector de agua, uno de los cuales será horizontal.
- Conversión a pozo inyector de agua de los pozos Hokchi-3DEL, Hokchi-5DEL y Hokchi-6DEL.
- Instalación de bombas electrosumergibles en cada uno de los pozos productores, una vez que termine la etapa de surgencia natural.

Características del sitio y susceptibilidad de la zona.

Zona Marina.

Plataforma Satélite Hokchi HES y Plataforma Central Hokchi HOE.

Se realizó el estudio geotécnico a una profundidad de 120 m bajo el lecho marino para la determinación de la capacidad de carga máxima y la revisión del comportamiento de las cimentaciones de las plataformas HES y HOE Móvil tipo Jack Up definiendo aspectos como:

- a. Determinación de la curva carga – penetración.
- b. Determinación de la profundidad final de penetración de los apoyos una vez realizada la precarga (preload).
- c. Posibilidad de falla por penetración súbita (punch – through) durante las operaciones de precarga (preload).

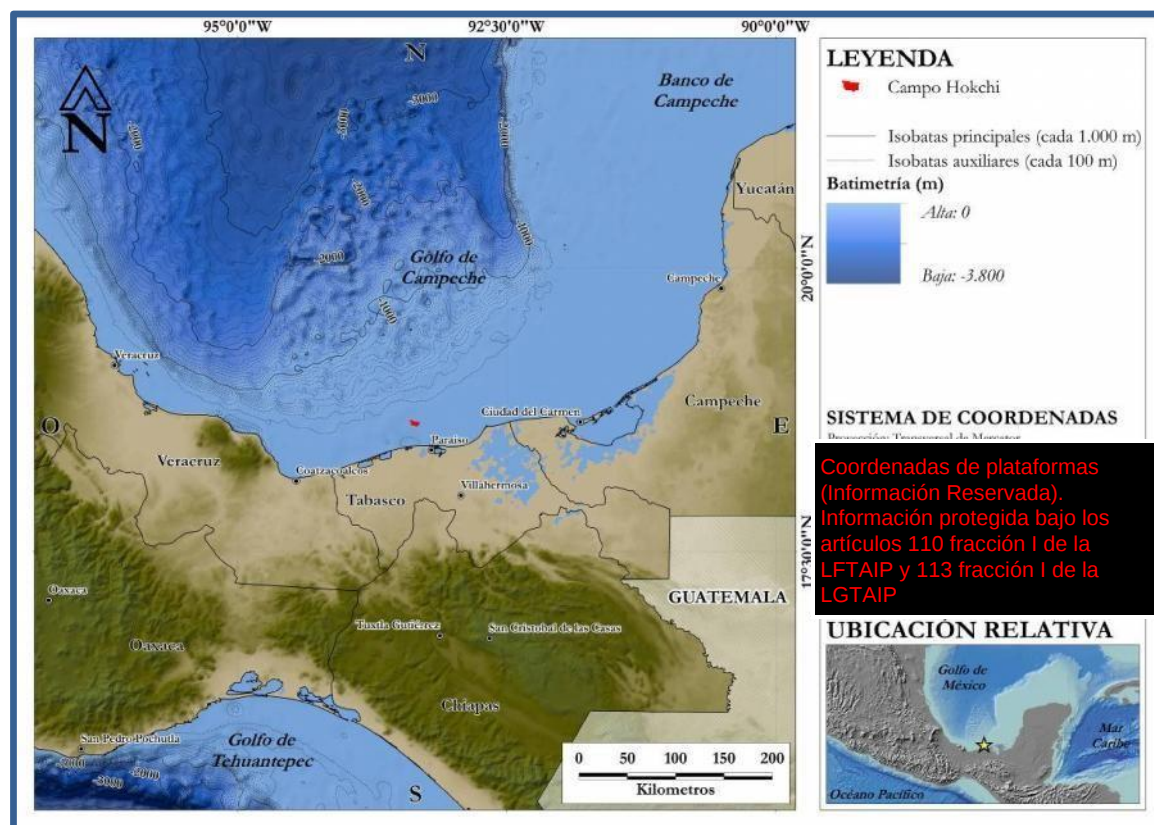


Figura I.19 Localización del área de estudio del Campo Hokchi de las Plataformas HES y HOE

Geología regional.

La provincia petrolera Cuencas del Sureste está localizada en la Planicie Costera del Golfo de México y la Plataforma Continental del sureste de México, incluyendo una porción terrestre y marina de aguas someras. La terrestre abarca el sur del Estado de Veracruz, el norte del Estado de Chiapas, casi todo el Estado de Tabasco y el extremo sur occidental del Estado de Campeche; la porción marina, ocupa parte de la zona económica exclusiva en el Golfo de México, desde la isobata de 500 m hasta la línea de costa, comprendiendo las cuencas siguientes:

- Cuenca Salina del Istmo.
- Cuenca Comalcalco.
- Cuenca Macuspana.
- Cuenca Pilar Reforma-Akal.

Las Cuencas del Sureste es la más prolífica como productora de aceite a nivel nacional. Las actividades exploratorias iniciaron en el año 1979 y en los últimos 30 años se han perforado

más de 300 pozos exploratorios que han hecho posible el descubrimiento, evaluación y la producción de yacimientos de hidrocarburos en el Cretácico carbonatado y en el Terciario clástico de la columna sedimentaria.



Figura I.20 Mapa de localización de Cuencas Petroleras de México

El área de estudio se caracteriza por la presencia de depósitos sedimentarios pertenecientes al Cuaternario. El espesor promedio de esta secuencia es entre 550 metros y 650 metros de acuerdo a lo reportado por (C&C Technologies y Oceaneering, 2016).

Los rasgos geológicos predominantes durante el Holoceno corresponden a formaciones arrecifales sobre estratos de sedimentos carbonatados y presencia de paleocanales, resultado de los cambios eustáticos del nivel del mar durante los eventos de glaciación.

Geomorfológicamente, la zona corresponde al rasgo de llanura costera, de relieve suave con pequeñas elevaciones, identificando desniveles del orden de 0,5 metros para este sector. El ambiente de deposición predominante corresponde a depósitos deltaicos que a su vez forman abanicos submarinos en la parte proximal del talud continental, los sedimentos predominantemente terrígenos son producto del acarreo de los ríos Grijalva, Usumacinta,

San Pedro y de la desembocadura de la Laguna de Términos por sus abundantes corrientes fluviales. El material es transportado y se distribuye sobre el fondo marino acompañado con arenas. Cercano a la costa donde el movimiento del mar es turbulento, se depositan las arenas finas, a medida que se avanza en profundidad, el flujo se comporta de manera laminar y de baja velocidad permitiendo que depositen los materiales finos tipo arcilla.

Rasgos regionales del fondo marino.

Hacia el extremo suroeste del Golfo de México se encuentra el Golfo de Campeche, lugar donde asienta el Campo Hokchi. Esta región muestra una variedad de topografías submarinas asociadas a la evolución geológica del Golfo de México, identificando 5 grandes rasgos morfológicos regionales:

1. Plataforma amplia (Banco de Campeche).
2. Cañón submarino (Cañón de Campeche).
3. Montículos salinos.
4. Llanura profunda.
5. Plataforma estrecha.

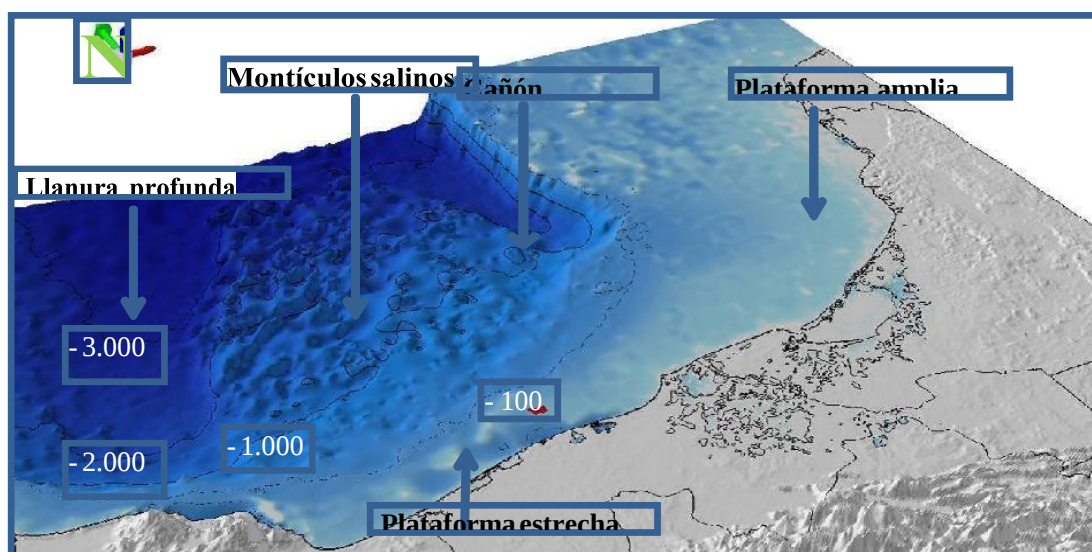


Figura I.21 Batimetría de la región de estudio

Corrientes marinas.

La circulación de masas de agua del Golfo de México está determinada por dos características semipermanentes:

- Corriente de Lazo en la parte oriental.

- Celda de circulación anticiclonica en la frontera occidental.

La corriente de Lazo se mueve del Mar caribe al Golfo de Mexico con un volumen estimado de 29-33 Sv (1Sv= 106 m³/s) y la Celda anticiclonica mueve hacia adentro del Golfo de Mexico un volumen entre 8-10 Sv.

Existe otra corriente muy intensa denominada Corriente de Frontera Oeste o Corriente Mexicana hacia el norte en la costa oeste del Golfo de México, la cual es generada por la variación de la fuerza de Coriolis con la latitud, los vientos y el flujo de masas de agua a través del canal de Yucatán. Esta corriente se genera por el desprendimiento de un giro anticiclonica de la Corriente de Lazo que se mueve hacia el oeste y se desintegra al entrar en contacto con el talud continental, generando giros ciclonicos y anticiclonicos mas pequeños y que da origen a la masa de Agua Comun del Golfo.

La bahia de Campeche, adyacente al área de Hokchi es una zona donde se producen giros ciclonicos con diámetros aproximados de 150 km y velocidades de 30-40 cm/s generados por el rotacional ciclonico del esfuerzo del viento, el encuentro de los giros anticiclonicos con el talud, la formación del gran giro anticiclónico y la geometría de la costa, influenciada por una corriente de intrusion que se dirige hacia el sur y la topografía del cañón de Campeche.

En la zona de plataforma continental de la península de Yucatán y el banco de Campeche, las corrientes superficiales se mueven a lo largo del año en dirección este-oeste respondiendo de manera directa a cambios en la fuerza y dirección de los vientos, siendo el componente de la fuerza del viento a lo largo de la costa el parámetro que define en mayor manera la dinámica de las corrientes marinas en el área de Hokchi.

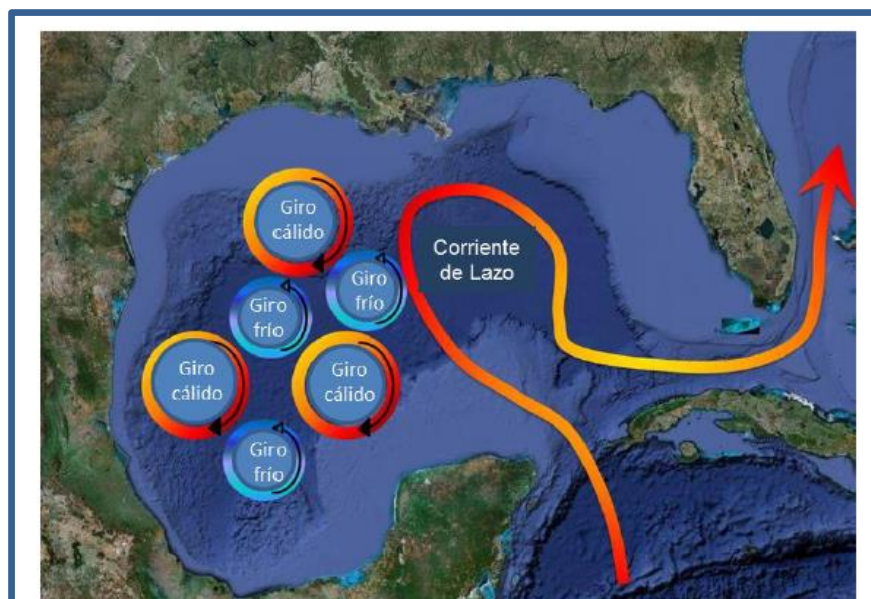


Figura I.22 Corriente de Lazo en el Golfo de México

Riesgo geológico.

El Campo Hokchi se localiza sobre la plataforma estrecha, dominada por bajas pendientes y profundidades relativamente someras (por debajo de los 100 m de profundidad de agua), por lo que se identifican 3 rasgos que pueden significar riesgos desde bajos a moderados de la manera siguiente:

1. Cambios de pendiente.
2. Anomalías magnéticas.
3. Anomalías acústicas.

Tabla I.13 Análisis de riesgo geológico cualitativo regional de la Plataforma HES

Rasgo	Mecanismo de Inestabilidad	Riesgo Cualitativo	Distancia de Perforación
1. Cambios de pendiente	Inestabilidad del fondo marino	Riesgo muy bajo	0 m
2. Anomalías magnéticas	Escapes de fluidos. Actividades antrópicas.	Riesgo bajo a moderado	Más de 1000 m
3. Anomalías acústicas	Actividades antrópicas	Riesgo muy bajo	Más de 250 m

Tabla I.14 Análisis de riesgo geológico cualitativo regional de la Plataforma HOE

Rasgo	Mecanismo de Inestabilidad	Riesgo Cualitativo	Distancia de Perforación
4. Cambios de pendiente	Inestabilidad del fondo marino	Riesgo muy bajo	0 m
5. Anomalías magnéticas	Escapes de fluidos. Actividades antrópicas.	Riesgo bajo a moderado	Más de 500 m
6. Anomalías acústicas	Actividades antrópicas	Riesgo muy bajo	Más de 200 m

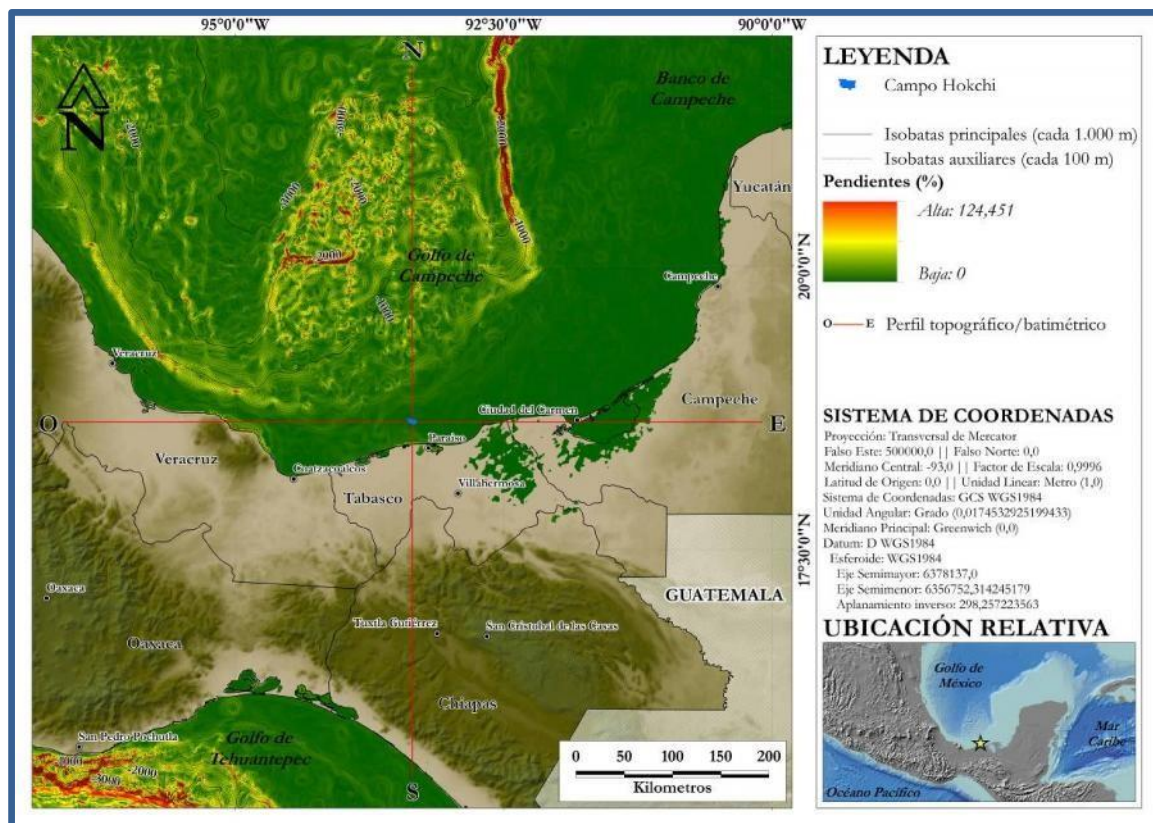


Figura I.23 Pendientes y profundidades de la región

Las infraestructuras marinas, por el ambiente donde se desenvuelven, son muy vulnerables a cualquier gran evento geológico. El Campo Hokchi áreas Este y Oeste, presentan en general condiciones de riesgos bajo.

Adicionalmente, se evaluaron y tomaron acciones preventivas para los siguientes riesgos asociados por la instalación de las Jack Up en Hokchi Este y Oeste:

1. Obstáculos en el sitio de la instalación.
2. Punzonamiento.
3. Falla de soporte bajo cargas excepcionales por tormentas.
4. Falla por deslizamientos.
5. Socavación.
6. Inestabilidad del fondo marino.
7. Bolsones de gas/gas superficial.
8. Fallas no tectónicas.
9. Metal u otros objeto sumergidos, anclas, tuberías, etc.
10. Depresiones locales en el fondo marino y arrecifes, montículos de roca y escombros endurecidos.
11. Huellas de Jak Up previos.

El análisis de riesgo geológico final cualitativo regional para el Campo Hokchi Este y Oeste es el siguiente:

Tabla I.15 Analisis de riesgo geológico cualitativo regional final para el Campo Hokchi Este y Oeste

Mecanismo de Inestabilidad	Probabilidad de Ocurrencia	Consecuencias	Riesgo Cualitativo
1. Sismicidad	Raro	Importante	Riesgo bajo a moderado
2. Fallas activas	Raro	Importante	Riesgo bajo a moderado
3. Tsunamis	Improbable	Intermedio	Riesgo bajo a moderado
4. Inestabilidad del fondo marino	No creíble	Importante	Riesgo muy bajo
5. Gas termogénico y biogénico	Raro	Importante	Riesgo bajo a moderado
6. Diapirismo y volcanes de lodo	No creíble	Importante	Riesgo muy bajo
7. Disociación de hidratos del gas	No creíble	Intermedio	Riesgo muy bajo
8. Sedimentos sobrepresurizados	Improbable	Importante	Riesgo moderado
9. Oleaje marino	Posible	Intermedio	Riesgo moderado
10. Socavación	Posible	Intermedio	Riesgo moderado
11. Riesgo antrópico	No creíble	Importante	Riesgo muy bajo

Marco tectónico regional.

Para la cuencas compendidas dentro del área de las Cuencas del Sureste, se presenta la siguiente actividad tectónica que ha dado lugar a su formación:

1. Cuenca Salina del Istmo.
Las rocas mesozoicas y paleógenas están afectadas ya sea por plegamiento y fallamiento o por rotación de capas en los pedestales de los diapiros salinos; en el Terciario se presentan estructuras de tipo domo asociadas a masas salinas, fallas lítricas con inclinación al noroeste que afectan incluso hasta el Mesozoico y fallas lítricas contra-regionales.
2. Cuenca Macuspana.
Caracterizada por fallas lítricas del Mioceno-Plioceno temprano de orientación NE-SO e inclinación al NE con anticlinales rollover asociados a la evacuación de arcillas del Oligoceno. En la porción marina estas fallas rompen y desplazan al noroeste las rocas del Mesozoico con un sistema raft poniendo en contacto la sal jurásica con sedimentos del Oligoceno. Hacia su borde occidental ocurren fallas lítricas del Plioceno Tardío-Pleistoceno con orientación noreste-suroeste e inclinación hacia el sureste y anticlinales elongados y apretados del Plio- Pleistoceno asociados a la inversión de las fallas durante del Mioceno. En su porción marina, en esta cuenca se registran diferentes prospectos

petroleros, como continuación del alineamiento productor de la zona terrestre.

3. Cuenca Pilar de Akal.

Se distinguen tres eventos tectónicos que han conformado el marco estructural regional. Inicialmente un evento extensional asociado a la apertura del Golfo de México en el Jurásico Medio, representado por una serie de fallas normales como resultado de esfuerzos distensivos con la consecuente formación de fosas y pilares en el basamento, seguido de un evento compresivo caracterizado por una serie de estructuras de alto a regular relieve, orientadas de manera general NO-SE. Están afectadas en sus flancos por una serie de fallas inversas con diferentes inclinaciones, así como cabalgaduras. Finalmente, un evento extensional final durante el Neógeno grandes fallas de crecimiento que, en algunos casos, están asociadas con intrusiones de arcilla y/o sal.

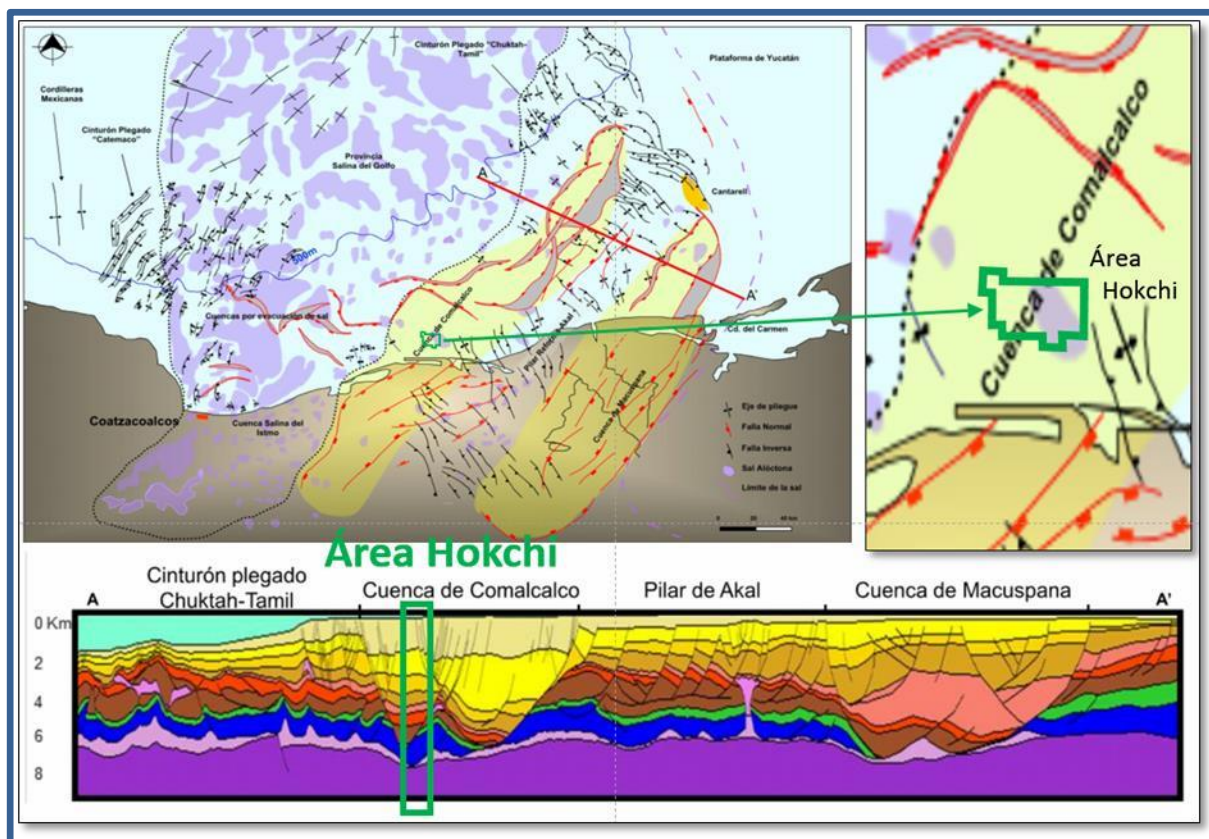


Figura I.24 Marco estructural de las Cuencas del Sureste

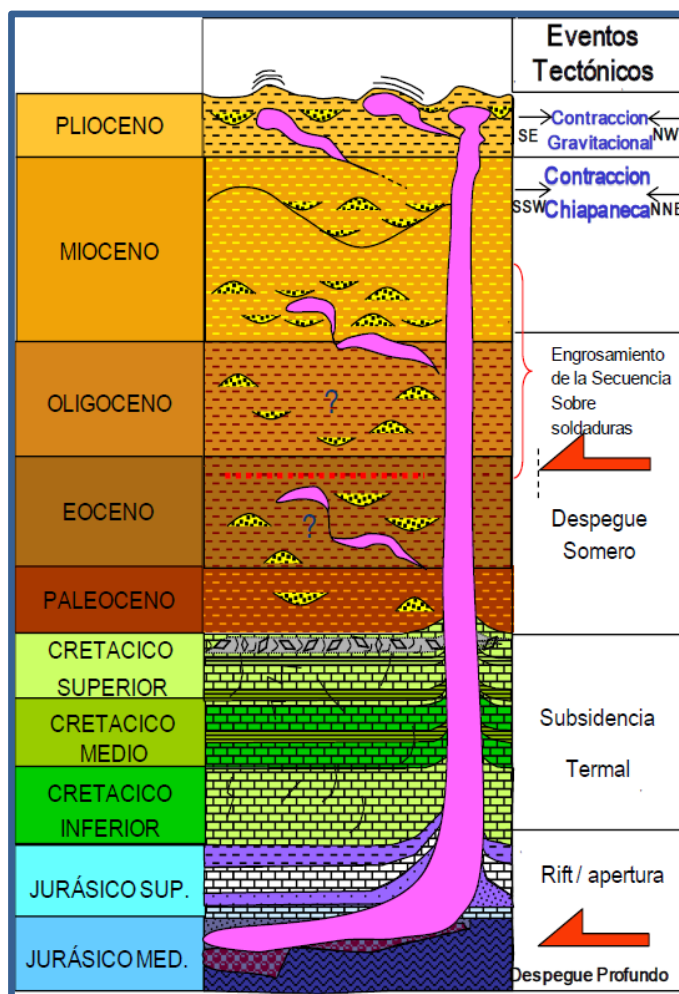


Figura I.25 Eventos tectónicos de las Cuencas del Sureste

Aspectos ambientales en plataformas.

Temperatura de agua de mar.

El perfil de temperatura del agua de mar en el Campo Hokchi no está disponible, sin embargo existe información cercana del Golfo de Campeche.

Tabla I.16 Temperatura del agua de mar cercano al Campo Hokchi

Características de Temperaturas	Valor (Grados °C)
Máxima temperatura en la superficie	28.8
Mínima temperatura de la superficie	20.9
Máxima temperatura en el fondo del mar	28.8
Mínima temperatura en el fondo del mar	19.9

Temperatura del aire.

La temperatura del aire en el area del proyecto es la siguiente:

Tabla I.17 Temperatura del aire en el area del proyecto

Características de Temperaturas	Valor (Grados °C)
Temperatura del aire	24-30

Aspectos ambientales en zona Terrestre.

Clima.

El clima de Tabasco es cálido con influencia marítima ya que se encuentra en la zona tropical con escasa elevación respecto al nivel medio del mar, por lo que su influencia es importante por encontrarse en el margen sur del Golfo de México y pocas diferencias de relieve, permitiendo un flujo directo del viento proveniente del mar (INEGI, 2001).

El tipo de clima de la costa tabasqueña y de Paraíso donde se localizan las instalaciones terrestres es Tropical monzónico o Am, de acuerdo a la clasificación de Koppen y modificada por E Garcia (1981), donde todos los meses existe una temperatura media superior de 18°C y precipitaciones anuales superiores a la evaporación.

Fenómenos meteorológicos. Ciclones o tormentas tropicales.

Temperatura.

En la zona costera el clima es cálido humedo con abundantes lluvias en verano (INEGI 2009), el régimen de la zona está entre una media anual de 24 a 28°C. Los registros de la Estación del Servicio Meteorológico Nacional Paraíso indican una temperatura media anual más baja en los ultimos 5 años de 26.2°C en el año 2014 y la temperatura media anual más alta de 27.4°C en 2011. Para el area de Hokchi se presentan una temperatura promedio estimada entre 26.6 y 27.4°C en los ultimos 5 años.

Precipitación.

De las estaciones climatológicas del Servicio Meteorológico Nacional de la CONAGUA con datos 1951-2010, el clima en el municipio de Paraíso son los siguientes:

- Estación climatológica 27034, ubicada en Paraíso, las temperaturas promedio anuales son: 31.4 °C, 26.5 °C y 21.7 °C, máxima, media y mínima respectivamente. Presentándose precipitaciones anuales promedio de 1769 mm.

El viento marítimo provoca una alta pluviosidad principalmente en temporada de lluvias con dos máximos promedios mensuales en junio y octubre de 220.5 y 371.6 mm al mes. En meses posteriores se presentan lloviznas de los frentes frios de la región con una ocurrencia en promedio de 20 a 25 veces por año.

El SMN indica que la precipitación promedio anual máximo en los ultimos 5 años (7 mm/d) fue en 2013 y en 2010 se estimó el valor promedio anual más bajo (4 mm/d), mientras que el valor máximo medio de precipitación mensual fue en octubre con 10.8 mm/d.

Para el área de Hokchi se considera una pluviosidad promedio anual estimada entre 4 y 7 mm/d y el promedio mensual estimado máximo de 11.0 mm/d en octubre, mientras que el promedio estimado inferior de 1.0 mm/d en abril.

Humedad relativa.

Debido a la presencia del viento marítimo en la costa la Humedad relativa permanece entre 75.5 y 78.3% de promedio anual en la Estación Meteorologica Paraiso, donde en enero se presenta la Humedad relativa promedio mas alta de 83.9% y en abril el valor mas pequeño de 69.5%.

Existe una variabilidad entre el 74 y 76% de humedad relativa anual entre 2011 y 2015.

Evaporación.

La evapotranspiración real es la cantidad de agua en mm que es evaporada desde la superficie del suelo y es transpirada por la cubierta vegetal. Con la información de 543 estaciones por 35 años y de acuerdo al método de Turc (1961), la evapotranspiración real media anual en la region costera del municipio de Paraiso es de 1400 a 1500 mm.

Nubosidad.

La nubosidad es la porción de superficie cubierta por nubes en relación con aquella superficie que no tiene cobertura alguna. La proporcion de nubosidad es derivada de una mascara de nubosidad de 1 km de resolución y ésta mascara es generada a partir de las mediciones de radianza y reflectancia de la tierra registradas por la mision MODIS a bordo de los satelites Terra y Aqua.

De acuerdo a mapas de nubosidad promedio anual la cobertura de nubes varía de 40 a 50% sobre el área del proyecto.

Asimismo en el area del proyecto se han registrados 41 eventos meteorológicos extremos de 1867 a 2013, donde 18 fueron depresiones tropicales, 13 tormentas tropicales, 3 huracanes categoría 1 y 7 eventos sin categoría asignada.

Ciclones tropicales.

El área del proyecto se considera de bajo riesgo por el impacto de ciclones tropicales con una probabilidad máxima del 20% de impacto de huracanes categoría 1 y del 10% de huracanes categoría 2.

A nivel del municipio el riesgo de impacto es bajo en el municipio de Centla y muy bajo en el resto del estado de Tabasco.

Inundaciones.

Tabasco es un estado con grandes extensiones inundables que ha sufrido más daños a consecuencia de fenómenos hidrometeorológicos con inundaciones desde 1579. En octubre de 2007 se registro una inundacion que afecto a 17 municipios del estado y cerca del 62% del territorio quedó cubierto de agua, dejando casi al 75% de la población damnificada en 679 localidades por una combinación de lluvias, escurrimientos, características hidrogeologicas, mareas y el fenómeno del Niño; así como antrópicas por cambios de uso del suelo y un inadecuado manejo de las presas.

En la zona continental adyacente al área de Hokchi, se encuentran 1591 km² de áreas inundables, la mayor parte de ellas en los municipios de Centro y Huimanguillo.

Los municipios de Centla, Paraiso, Comalcalco, Jalpa de Méndez, Cardenas, Nacajuca, Cunduacán, Huimanguillo, Teapa y Macuspana presentan una vulnerabilidad media de inundacion, mientras que el municipio de Centro presenta un indice alto.

Vientos.

De acuerdo a la estación meteorológica del aeropuerto internacional de Villahermosa a 84 km al suroeste del area Hokchi, los vientos en sus promedios anuales provienen del este con pocas variaciones provenientes del noreste y sureste, con una intensidad en promedio anual de 4.64 a 3.68 m/s.

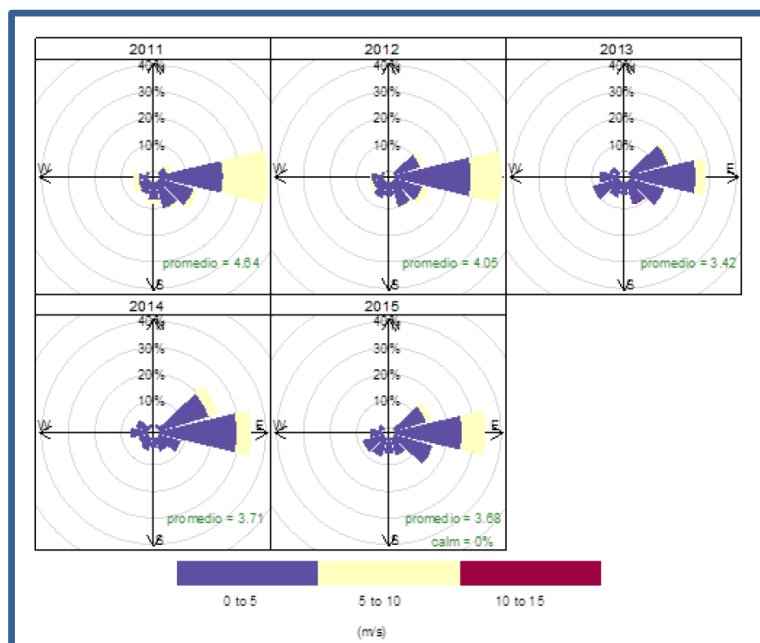


Figura I.26 Rosa de los vientos para el promedio anual en el aeropuerto de Villahermosa

En el análisis promedio mensuales del viento, el viento predominante en todos los meses provienen del este, sin embargo la intensidad de los vientos varía en el transcurso del año, siendo los meses de junio y julio donde se presentan en promedio con mayor intensidad (4.21 a 4.44 m/s) a diferencia de los meses de septiembre a enero donde las variaciones son de 3.52 a 3.85 m/s.

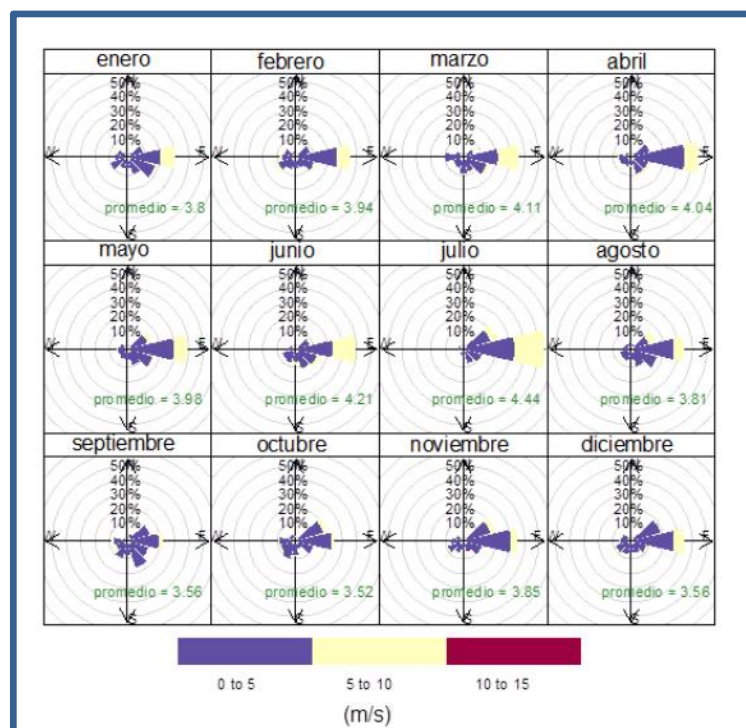


Figura I.27 Rosa de los vientos para el promedio mensual en el aeropuerto de Villahermosa

De los planos de distribución de equipo para el proyecto, la dirección del viento prevaleciente provienen del noreste, la velocidad y dirección de los vientos se concentran en los meses de octubre, noviembre y diciembre, con velocidades que alcanzan los 30 km/h, presentándose en mayo y junio las menores, con velocidad de 21 km/h.

De acuerdo al Informe de la Línea Base Ambiental de la región en estudio, la intensidad media anual del viento dominante en general oscila entre 9 a 12 m/s (32.4 a 43.2 km/hr).

Suelo.

Para el municipio de Paraiso la región pertenece a la era Cenozoica, periodo Cuaternario y su composición es de rocas sedimentarias, aluvial lacustre, litoral y palustre.

La mayoría del municipio en su superficie es tipo gleysoles, que son suelos de textura arcillosa o franca, con problemas de exceso de humedad por drenaje deficiente.

Al norte del municipio limitando con el Golfo de México existen suelos arenosos con bordes de playa clasificados como rogosoles y alrededor de las lagunas y cerca de la costa se tiene suelos tipo solonchak, que son salinos.

Orografía.

El suelo del municipio de Paraiso forma parte de la llanura del Golfo de México, siendo plano y con ligero declive hacia el mar. Está formado de tierras arenosas, arcillo arenosas a medida que se aleja de la costa y arcillosas en el resto del territorio. La superficie está formada por bajo relieve que genera formación de lagunas, esteros, y pantanos.

Hidrografía.

Paraíso cuenta con una importante zona lacustre, como las lagunas de Mecoacan, Machona, Tupilco, Puente de Ostión, La Encerrada, Tres Palmas, El Zorro, Arrastradero, las Flores, Lagarteja Tilapa, Manatí y Eslabón.

La red hidrográfica de Paraíso está formada por dos sistemas, uno hacia el oriente y el otro hacia el occidente y ambos conectados por el Río Seco a partir del escarbado o canal de Jobo.

Normatividad.

Para el diseño preliminar del camp Hokchi, se han considerado las siguientes normas, códigos y especificaciones:

Tabla I.18 Normatividad aplicable al campo Hokchi

American Petroleum Institute (API)	
Clave	Descripción
API RP 1111	Diseño, construcción, operación y mantenimiento de hidrocarburos Offshore. Estado Límite oleoductos (Diseño)
API RP 14C	Práctica recomendada para el análisis, diseño, instalación y comprobación de la superficie básica de sistemas de seguridad para plataformas de producción offshore
RP API 14E	Prácticas recomendadas para el diseño e instalación de sistemas de tuberías de la plataforma de producción offshore
API RP 14G	Práctica recomendada para la Prevención y Control de Incendios en plataformas de producción offshore Open-Type fijo
API RP 14J	Prácticas recomendadas para el diseño y análisis de riesgos para instalaciones de producción offshore
API RP 17B	Práctica recomendada para tubo flexible
API RP 17J	Especificación para tubería flexible Unbonded
API RP 2A-WSD	Práctica recomendada para la planificación, diseño y construcción de plataformas offshore fijo-Estrés Laboral Design
API RP 2RD	Diseño de sistemas de producción flotantes para elevadores y plataformas Tension-Leg
API RP 2SK	Práctica recomendada para el diseño y análisis de sistemas de mantenimiento de la estación de estructuras flotantes
API RP 500	Práctica recomendada para la clasificación de las ubicaciones para las instalaciones eléctricas en instalaciones petroleras
API RP 540	Instalaciones eléctricas en plantas de procesamiento de petróleo
Especificación API 5L	Especificación para tubería

American Petroleum Institute (API)	
Clave	Descripción
API-RP 520	Dimensionamiento, selección e instalación de dispositivos de entrega de presión en las refinerías. Las partes 1 y 2
API-RP 521	Guía para la entrega de presión y sistemas Depressuring
API-RP 2MET	Derivación del Metoceanico. Diseño y condiciones de funcionamiento
API-RP 2GEO	Consideraciones de diseño de la Fundación y geotécnica
API-RP 2EQ	Los procedimientos y criterios de diseño sísmico para Estructuras Offshore
API-RP 2RP	Operaciones marinas
Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME)	
ASME B31.3	Tuberías de proceso
ASME B31.4	Los sistemas de transporte por tuberías para líquidos y lechadas para ductos offshore y onshore.
ASME B31.8	Transmisión de gas y sistemas de tuberías de distribución
Det Norske Veritas (DNV)	
DNV-RP-B401	Diseño de protección catódica
DNV-RP-F103.	Protección catódica de gasoductos submarinos por ánodos galvánicos
DNV-RP-F105	Tuberías de expansión libre
DNV-RP-F109	Estabilidad On-Bottom Diseño de ductos submarinos
DNV-OSS-300	Verificación basada en riesgos
Agencia de Protección Ambiental (EPA) de EE.UU.	
33 U.S.C § 1343	Criterios de egreso del océano
40 C.F.R. § 125,3(d)(3)	Requisitos de tratamiento basados en la tecnología de permisos
Organización Marítima Internacional (OMI)	
SOLAS	Convenio Internacional para la seguridad de la vida humana en el mar (SOLAS)
Anexo I de MARPOL	Reglamento para la prevención de la contaminación por petróleo
Anexo IV de MARPOL.	Reglamento para la prevención de la contaminación por aguas residuales procedentes de buques
Anexo V de MARPOL.	Normas para el Control de la contaminación por basuras desde buques
Anexo VI de MARPOL	Reglamento para la prevención de la contaminación del aire por los buques
Línea de carga	Certificado internacional de francobordo
Tonelaje	Certificado internacional de arqueo
Comisión Electrotécnica internacional (IEC)	
IEC 60298	HV Instalaciones Eléctricas
IEC 60439	LV Instalaciones Eléctricas
IEC 60079	Material eléctrico para atmósferas de gas explosivas
IEC 61511	Seguridad funcional
Asociación Nacional de Protección Contra Incendios (NFPA)	
NFPA 30	Código de líquidos inflamables y combustibles

Asociación Nacional de Protección Contra Incendios (NFPA)	
NFPA 70	National Electric Code
NFPA 496	Purgado y presurizado carcacas para equipos eléctricos
Corporación Financiera Internacional (CFI)	
	<i>Estándares de desempeño ambiental y social (2012);</i>
	En materia de medio ambiente, salud y seguridad, y directrices para el desarrollo de Petróleo y gas costa afuera (2015)
	Medio Ambiente, Salud y directrices de seguridad para instalaciones de Gas Natural Licuado (2007).
	Medio Ambiente, Salud y directrices de seguridad para los puertos y terminales (2007).
	Medio Ambiente, Salud y directrices de seguridad para la extracción de materiales de construcción (2007).
Organización Internacional de Normalización (ISO)	
ISO 13628-1	Las industrias de petróleo y gas natural-Diseño y operación de instalaciones submarinas Sistemas de producción-Parte 1: Requisitos generales y recomendaciones
ISO 13628-5	Las industrias de petróleo y gas natural-Diseño y operación de sistemas de producción submarina-Parte 5: Instalaciones submarinas umbilicales
ISO 13628-6	Las industrias de petróleo y gas natural-Diseño y operación de sistemas de producción submarina-Parte 6: sistemas de control de producción submarina
ISO 13628-8	Las industrias de petróleo y gas natural-Diseño y operación de instalaciones submarinas Sistemas de producción-Parte 8: vehículos operados remotamente (ROV) interfaces en sistemas de producción submarina
ISO 13628-9	Las industrias de petróleo y gas natural-Diseño y operación de sistemas de producción submarina-Parte 9: Herramienta operados remotamente (ROT) intervención
ISO 9001	Los sistemas de gestión de calidad: Modelo para el Aseguramiento de la calidad en el diseño, desarrollo, producción, instalación y mantenimiento
ISO 19900:2013	Las industrias de petróleo y gas natural-Requisitos generales para Estructuras Offshore
ISO 19901-1	Las industrias de petróleo y gas natural-Requisitos específicos para estructuras offshore-Parte 1: Consideraciones de funcionamiento y diseño Metoceanico
ISO 19901-2	Las industrias de petróleo y gas natural-Requisitos específicos para estructuras offshore-Parte 2: Procedimientos y criterios de diseño sísmico
ISO 19901-3	Las industrias de petróleo y gas natural-Requisitos específicos para estructuras offshore-Parte 3: Estructura Topsides

Organización Internacional de Normalización (ISO)	
ISO 19901-4	Las industrias de petróleo y gas natural-Requisitos específicos para estructuras offshore-Parte 4: geotécnicos y consideraciones de diseño de la fundación
ISO 19901-5	Las industrias de petróleo y gas natural-Requisitos específicos para estructuras offshore-Parte 5: control del peso durante la ingeniería y construcción
ISO 19901-6	Las industrias de petróleo y gas natural-Requisitos específicos para estructuras offshore-Parte 6: Las operaciones marinas
ISO-15589-2	Petróleo, petroquímica e industrias del gas natural -- Protección catódica de ductos en los sistemas de transporte -- Parte 2: gasoductos Offshore
Leyes Federales de México del petróleo y el gas	
	Disposiciones administrativas de carácter general que establecen 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
	Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos
Normas Oficiales Mexicanas (NOM)	
NOM-EM-003-ASEA- 2016	Especificaciones y criterios técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación y Mantenimiento de las instalaciones terrestres de Almacenamiento de petrolíferos, excepto para el Gas Licuado de Petróleo
NOM-001-SEMARNAT- 1996	Límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
NOM-085-SEMARNAT- 2011	Contaminación atmosférica-niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición.
NOM-143-SEMARNAT- 2003	Que establece las especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita asociada a hidrocarburos.
NOM-001-STPS-2008	Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo. Condiciones de seguridad.
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-011-STPS-2001	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido.
NOM-014-STPS-2000	La exposición laboral a presiones ambientales anormales-condiciones de seguridad e higiene.
NOM-015-STPS-2001	Condiciones térmicas elevadas o abatidas-Condiciones de seguridad e higiene.

Normas Oficiales Mexicanas (NOM)	
NOM-018-STPS-2000	Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo
NOM-020-STPS-2011	Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-Funcionamiento-Condiciones de Seguridad.
NOM-026-STPS-2008	Colores y señales de seguridad e higiene e identificación de riesgos por fluidos conducidos en Tuberías
NOM-028-STPS-2012	Seguridad en procesos y equipos con sustancias químicas.
NOM-029-STPS-2011	Mantenimiento de instalaciones eléctricas.
NOM-093-SCFI-1994	Válvulas de relevo de presión, seguridad, seguridad-alivio y alivio.
NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones eléctricas (utilización)
NOM-027-SESH-2010	La Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.
NOM-010-SCT2/2009	Disposiciones de compatibilidad y segregación para el almacenamiento y transporte de sustancias, materiales y residuos peligrosos.
NOM-030-SCT4-1996	Condiciones de seguridad para la estiba y soportes marinos de carga en embarcaciones sobre cubierta y en bodegas
NMX-J-098-ANCE-2014	Sistemas Eléctricos-Tensiones Eléctricas normalizada
NORSOK	
M-001	Selección de materiales
M-503	Protección catódica
I-106	Sistemas de medición fiscal de hidrocarburos líquidos y gas
P-002	Proceso de diseño del sistema
S-001	Seguridad técnica
Sistemas de medición de hidrocarburos	
LFMN (DOF30-04-2009)	Ley Federal de Metrología
NOM-008-SCFI-2002	Sistema General de Unidades de Medida
American National Standards Institute (ANSI):	
ANSI B93.19	Método para estratificación de muestras de fluidos de línea operadas hidráulicamente con fluidos de hidrocarburos
American Society for Testing Materials (ASTM)	
ASTM D288	Método de prueba y muestreo para productos volátiles.
ASTM D95	Pruebas para determinar agua en crudo y productos de petróleo por el método de destilación.
ASTM D923	Método de muestreo de líquidos para aislamiento eléctrico.
ASTM D1250	Guía estándar para el uso de las Tablas de Medición de Aceite
ASTM D4057	Muestreo manual de crudo y productos de petróleo.
ASTM D4177	Muestreo automático de crudo y productos del petróleo.
ASTM D 4377	Determinación de contenido de agua para hidrocarburos por el método de Karl Fischer de Valoración Potencio-métrica.

American Society for Testing Materials (ASTM)	
ASTM D4928	Método para determinación del contenido de agua por el método Karl Fischer de Valoración Voltamétrica (concordante Capítulo 10.9 del API MPMS)
ASTM D5190	Método de pruebas estándar para obtener automáticamente la presión de vapor en petróleo.
API MPMS (Manual of Petroleum Measurement Standards)	
Chapter 1	Vocabulary
Chapter 10.1	Standard Test Method for Sediment in Crude Oils and Fuel Oils by the Extraction Method.
Chapter 10.2	Determination of Water in Crude Oil by Distillation
Chapter 10.3	Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure).
Chapter 10.5	Standard Test Method for Water in Petroleum Products and Bituminous Materials by Distillation
Chapter 10.6	Standard Test Method for Water and Sediment in Fuel Oils by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)
Chapter 10.7	Standard Test Method for Water in Crude Oils by Potentiometric Karl Fischer Titration
Chapter 10.8	Standard Test Method for Sediment in Crude Oil by Membrane Filtration
Chapter 12	Calculation of Petroleum Quantities.
Chapter 13	Statistical Aspects of Measuring and Sampling
Chapter 13.1	Statistical Concepts and Procedures in Measurement.
Chapter 13.2	Statistical Methods of Evaluating Meter Proving Data.
Chapter 14	Natural Gas Fluids Measurement
Chapter 14.2	Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases (AGA Report No. 8) (GPA 8185-90)
Chapter 14.3.1	Concentric, Square-edged Orifice Meters. Part 1– General Equations and Uncertainty Guidelines.
Chapter 14.3.2	Concentric, Square-Edged Orifice Meters. Part 2– Specification and Installation Requirements.
Chapter 14.3.3	Concentric, Square-Edged Orifice Meters. Part 3 – Natural Gas Applications.
Chapter 14.5	Calculation of Gross Heating Value, Specific Gravity, and Compressibility of Natural Gas Mixtures from Compositional Analysis.
Chapter 14.9	Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter (AGA Report No. 11, 2003)
Chapter 14.10	Measurement of Flow to Flares
Chapter 15	Guidelines for Use of the International System of Units (SI) in the Petroleum and Allied Industries
Chapter 19.1A	Evaporation Loss From Low-pressure Tanks
Chapter 21.1	Electronic Gas Measurement.
Sistema de tuberías	
Petróleo/Gas multifase	ASME B31.8 Gas Sistemas de tuberías de transmisión y distribución (Cap. VIII para ductos offshore)
Inyección de agua	ASME B31.4 Sistemas de transporte por tuberías para líquidos y lechadas (Cap. IX para ductos offshore)
Aceite procesado	ASME B31.4 Sistemas de transporte por tuberías para líquidos y lechadas (Cap. IX para ductos offshore)

Sistema de tuberías	
Gas procesado	ASME B31.8 Gas Sistemas de tuberías de transmisión y distribución (Cap. VIII para ductos offshore)
API-5L	Especificación para tubería
API-RP-1111	Diseño, construcción, operación y mantenimiento de ductos de hidrocarburos costa afuera del estado límite (Diseño)
DNV-RP-F103.	Protección catódica de gasoductos submarinos por ánodos galvánicos
ISO 15589-2	Petróleo, petroquímica e industrias del gas natural-- Protección catódica de ductos en los sistemas de transporte-- Parte 2: gasoductos Offshore

I.1.1 Proyecto civil.

Bases de diseño Estructural. Instalaciones costa afuera (offshore).

Se cuenta con la filosofía del diseño y la metodología a seguir en la ejecución de las obras y la ingeniería estructural para la ingeniería básica y fases de ingeniería de detalle de las plataformas Hokchi. Una vez finalizada la fase de ingeniería básica, la misma base de diseño con modificaciones posteriores requeridas, será aplicada para el desarrollo de la ingeniería de detalle de este proyecto, especificando los requisitos mínimos técnicos que serán necesarios para diseñar adecuadamente la estructura de acuerdo con el alcance del proyecto.

Bases de diseño estructural.Instalaciones terrestres.

Se cuenta con las bases de diseño para la ejecución del proyecto para la construcción de todas las instalaciones terrestres del campo Hokchi, desde el inicio de los ductos en tierra hasta las tuberías hacia la estación de medición para su posterior integración a ductos existentes.

En el Anexo 1 se localiza la siguiente información:

- 076951C-100-JSD-3600-001-B: Structural Design Basis-Offshore Facilities.
- 076951C-200-JSD-1400-001-B: Onshore Facilities Civil-Structural Design Basis.

I.1.2 Proyecto mecánico.

Para el diseño mecánico de las instalaciones se cuenta con la siguiente información:

- Condiciones de presión y temperatura.
- Criterios para el dimensionamiento de tuberías.
- Diseño de equipos.
- Factores de diseño de equipos.
- Caídas de presión en cambiadores de calor y enfriadores.
- Confiabilidad, disponibilidad y mantenimiento de equipos.
- Selección de materiales y control de corrosión.
- Criterios del número de equipos a instalar.
- Características de equipos.

En el Anexo 2 se localiza la siguiente información:

- 076951C-000-JSD-0007-001. Hokchi Early Basic Engineering. Project Administration & Control Service. Project Basis of Design.Part 4.

I.1.3 Proyecto sistema contra-incendio.

Especificaciones de protección contra incendios.

Se cuenta con los requisitos mínimos para minimizar la probabilidad de presentarse incendios, así como para el diseño de los sistemas de control de fuego.

Estos sistemas estarán destinados a proporcionar una respuesta inmediata a incendios en sus etapas iniciales e impedir que se incremente el riesgo.

Los requisitos son aplicables tanto para las instalaciones terrestres con las costa afuera, cubriendo los aspectos técnicos mínimos para el diseño, fabricación y montaje, incluyendo la estación de medición.

Filosofía de Seguridad y Detección de gas y Fuego.

Se cuenta con la información adecuada para asegurar el diseño de manera conjunta con los procedimientos operativos de las plataformas e instalaciones terrestres.

La filosofía de seguridad es proporcionar a las instalaciones marinas y terrestres con sistemas de seguridad que permitan que todos los accidentes graves con presencia de fuego sean controlados de manera que el riesgo para el personal sea tan bajo como razonablemente sea posible.

La filosofía de detección de fuego y gas será la detección rápida de gases inflamables, combustibles o llamas, el rápido aislamiento de las fuentes, el desfogue de equipos para minimizar el riesgo de materiales inflamables acumulados y proporcionar un adecuado venteo.

En el Anexo 3 se localiza la siguiente información:

- 076951C-200-SP-1940-001-B: Fire Protection Specification.
- 076951C-000-RT-1900-100-B: Fire and Gas Detection & Safety Philosophy.

1.2. DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO.

1. Aspectos Generales.

La producción del campo HOKCHI será captada en dos plataformas marinas de pozos de producción no tripuladas denominadas Plataforma Satélite (HES) y Plataforma Central (HOE). Las plataformas marinas se instalarán a un tirante aproximado de 30 m y serán alimentadas eléctricamente desde tierra por medio de un cable umbilical de potencia.

La producción multifásica (aceite, gas y agua) de ambas plataformas, se enviará a una instalación de procesamiento en tierra, denominada Planta Hokchi Paraíso a través de un oleogaseoducto.

La producción en tierra será recibida a través de un receptor de Slugs y posteriormente ingresará a Separadores Trifásicos de producción, los cuales estarán provistos de Sistemas de Medición que permitirán cuantificar cada una de las fases aceite, gas y agua congénita.

- **Aceite.**

Será tratado y llevado a especificación comercial y posteriormente inyectado en ductos con destino a instalaciones de terceros, previa medición de volumen y calidad en una unidad LACT.

- **Gas.**

Pasará por un Sistema de Medición y Cromatografía en línea, previamente comprimido y deshidratado en la Planta Hokchi Paraíso para incorporarlo a instalaciones de terceros.

- **Agua congénita.**

Dentro del desarrollo del campo HOKCHI se prevé la inyección de agua al reservorio mediante pozos inyectores. El agua congénita se combinará con agua de mar y variará su porcentaje en el tiempo a medida de la respuesta del yacimiento. Ambas corrientes serán tratadas previamente y medidas.

- **Ductos.**

Los ductos mayores contarán con la posibilidad de ser inspeccionados internamente en forma periódica, ya que contarán con trampas de diablos.

A continuación, se presenta de forma ilustrativa un esquema general con el flujo de fluidos y los sistemas contemplados en el proyecto HOKCHI.

Diagrama del Proyecto (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP

Figura I.28. Diagrama General Proyecto HOKCHI.

Como se observa, desde la Planta Hokchi Paraíso por medio de un ducto, será enviada una mezcla de agua de mar y agua congénita hacia la Plataforma Central (HOE) y Plataforma Satélite (HES) para su inyección al reservorio.

De la misma manera, se enviará desde una Planta de Generación Eléctrica ubicada en la Planta Hokchi Paraíso un cable umbilical de alimentación eléctrica para su integración respectiva en la Plataforma Central (HOE) y la Plataforma Satélite (HES), dado que en estas se contará con bombas electrocentrifugas (BEC) que ayudarán a levantar la presión en las bajantes de producción en cada pozo productor.

Como una primera etapa de producción, la Plataforma Satélite (HES) enviará la producción por medio de un Oleogasoducto a la Planta Hokchi Paraíso, posteriormente en una segunda etapa, con la instalación de la Plataforma Central (HOE) se juntará la producción y esta, será enviada por medio del mismo Oleogasoducto a la Planta Hokchi Paraíso con una longitud aproximada de 25.58 km.

Como parte de una flexibilidad de aforo, existirá un ducto de control 6" entre la Plataforma Satélite (HES) y la Plataforma Central (HOE), lo cual permitirá aforar los pozos de la Plataforma Satélite (HES) en el separador trifásico de la Plataforma Central (HOE).

2. Plataforma Satélite (HES).

La Plataforma Satélite (HES) será una estructura aligerada que contará con seis (6) conductores para pozos productores e inyectores en total, cuatro (4) pozos serán de producción y dos (2) pozos disponibles de inyección de agua.

Esta plataforma contará con dos cabezales, uno de producción y uno de prueba los cuales se unen a la bajante de cada pozo de producción por medio de un arreglo "H".

El aforo de los pozos se realizará a través de un medidor multifásico instalado en el cabezal de prueba, que permitirá medir individualmente la producción de cada pozo, en forma alternada.

Se instalará un ducto de prueba, entre la Plataforma Satélite (HES) y la Plataforma Central (HOE), de modo que los pozos productores situados en la Plataforma Satélite (HES) también puedan ser aforados de forma eventual con el separador trifásico de la Plataforma Central (HOE).

De la misma manera se instalará un ducto de inyección de agua de, entre la Plataforma Central (HOE) y Plataforma Satélite (HES), de modo que los pozos inyectores situados en la Plataforma Satélite (HES) reciban por medio de un cabezal, el agua de inyección necesaria para el levantamiento del reservorio.

La producción de esta Plataforma contará con la posibilidad de pasar por una trampa lazadora de diablos (V-1001) y será enviada junto con la producción de la Plataforma Central (HOE) a la Planta Hokchi Paraíso en tierra a través de un ducto.

Esta Plataforma, contará con los siguientes servicios auxiliares:

- Sistema de Inyección de Químico Metanol.
- Sistema de Drenajes Abiertos.
- Sistema de Diésel.



Figura I.29. Plataforma Satélite (HOKCHI Este).

3. Plataforma Central (HOE).

La Plataforma Central (HOE) contará con dieciséis (16) conductores para pozos productores e inyectores en total, seis (6) pozos serán de producción y cuatro (4) pozos disponibles de inyección de agua.

La Plataforma Central (HOE) contará con dos cabezales, uno de producción y uno de prueba los cuales se unen a la bajante de cada pozo de producción por medio de un arreglo "H". El cabezal de prueba, permite la medición o aforo de cada uno de los pozos productores la cual se hará por medio de un Separador de Prueba (Trifásico) V-1103. Como se mencionó anteriormente, adicionalmente se contará con la posibilidad de recibir la producción de los pozos de la Plataforma Satélite (HES), para que eventualmente puedan ser aforados en dicho separador. En el separador de prueba (Trifásico), se medirán de forma individual las fases de gas / agua / aceite.

De la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso por medio de un ducto, será enviada una mezcla de agua de mar y agua congénita para su inyección por medio de un cabezal hacia los pozos inyectores de la Plataforma Central (HOE), necesaria para el levantamiento del reservorio.

La producción de la Plataforma Central (HOE) será enviada junto con la Plataforma Satélite (HES) hasta la Planta Hokchi Paraíso. También cuenta con la posibilidad de pasar previamente por una trampa lanzadora de diablos (V-1001).

Esta Plataforma contará con los siguientes servicios auxiliares:

- Sistema de Inyección de Químicos.
- Sistema de Drenajes Abiertos.
- Sistema de Diésel.
- Sistema de Quemador Elevado.



Figura I.30 Plataforma Central (HOKCHI Oeste).

Plano de plataformas (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP

Figura I.31 Plataforma Satélite (HES) y Plataforma Central (HOE).

4. Planta Hokchi Paraíso.

La producción en conjunto de la Plataforma Central (HOE) y la Plataforma Satélite (HES) es recibida en la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso por medio de una trampa receptora (V-2001) y conducida por tubería a un Slug Catcher V-2002. La producción que sale del Slug Catcher, será precalentada y conducida a equipos de Separación Trifásica. Todos los equipos de separación estarán provistos de medidores de flujo que permitirán cuantificar cada una de las fases aceite, gas y agua congénita.

El aceite separado, será conducido al Sistema de Deshidratación y Estabilizado de Aceite, con el objeto de cumplir con la calidad de exportación. El aceite deshidratado y estabilizado será transferido a tanques de almacenamiento.

El Sistema de Deshidratación y Estabilizado de Aceite, será instalado desde la primera etapa de producción con la Plataforma Satélite (HES), con el objeto de cumplir con la calidad de aceite de exportación requerida.

La medición de transferencia de custodia se realizará mediante trenes de medición. El punto de medición fiscal de aceite HOKCHI será en un predio fuera de la Planta Hokchi

Paraíso, que contendrá la instalación de los sistemas y equipos tanto de aceite, como de gas y los servicios auxiliares para este proceso.

El gas obtenido será enviado a un Tren de Compresión de primera etapa, la salida de esta etapa de compresión será enviada al Tren de Compresión de Exportación que recomprime el gas para ser enviado al Sistema de Deshidratación de Gas y posteriormente, efectuar la medición de transferencia de custodia a través de los Trenes de Medición de gas.

El gas recuperado del Sistema de Deshidratación y Estabilizado de Aceite, será enviado al Sistema de Recuperación de Vapores (VRU) y luego, comprimido e incorporado a la corriente principal de gas.

**Plano de Instalación
(Secreto Industrial).
Información protegida
bajo los artículos 113
fracción II de la LFTAIP
y 116 de la LGTAIP**

Figura I.32 Instalación Terrestre Planta Hokchi Paraíso.

El Sistema de Deshidratación de Gas, será instalado desde la primera etapa de producción con la Plataforma Satélite (HES), con el objeto de cumplir con la calidad de gas de exportación requerida.

El agua congénita obtenida en los Trenes de Separación y en el Sistema de Deshidratación y Estabilizado de Aceite, será conducida al Sistema de Tratamiento de Agua Congénita donde se recuperará el poco aceite que pudiera tener disuelto el agua congénita, posteriormente se dispondrá su manejo por medio de la subcontratación de empresas especializadas.

Para la segunda etapa de producción, cuando la Plataforma Central (HOE) sea instalada, el agua congénita tratada será almacenada en un Tanque de Almacenamiento de Agua Congénita, para su posterior incorporación a una corriente de agua de mar tratada y de manera combinada, ser enviada por medio de las bombas de inyección de agua de manera directa a los pozos inyectoros de las plataformas marinas.

El agua de mar para el Sistema de Tratamiento de Agua de Mar, provendrá de las bombas semisumergibles ubicadas cerca de la costa. Estas bombas succionan y envían el agua de mar requerida por el Sistema de Tratamiento de Agua de Mar.

La Planta Hokchi Paraíso, contará con los siguientes servicios auxiliares:

- Sistema de Aire de Planta y Aire de Instrumentos.
- Sistema de Agua Fresca.
- Sistema de Venteo y Desfogue.
- Sistema de Inyección de Químicos.
- Sistema de Drenaje.
- Sistema de Agua de Contraincendio.
- Sistema de Gas Combustible.
- Sistema de Generación Eléctrica

5. Sistemas de Control e Instrumentación en las plataformas e instalación terrestre.

La Plataforma Satélite (HES) y la Plataforma Central (HOE) cuentan con un cuarto de control no tripulado con los siguientes Sistemas de Control:

- Sistema Digital de Monitoreo de Control de Procesos (PCS).
- Sistema de Paro por Emergencia (SIS).
- Sistema de Detección de Gas y Fuego (FGS).

Cada plataforma cuenta de manera adicional, con un Tablero de Control Pozos para el monitoreo y control de cada bajante de los pozos productores.

La instrumentación de presión y temperatura de proceso será monitoreada en cada plataforma por medio de instrumentación inteligente del tipo protocolo WirelessHart. Para el caso de la instrumentación de nivel, flujo y/o control de presión la instrumentación será del tipo Protocolo HART y/o Foundation Fieldbus.

La instrumentación de paro por emergencia será del tipo 4- 20 mA / HART con certificación conforme a IEC-61508.

La medición de flujo en la Plataforma Satélite (HES) por medio del medidor multifásico y la medición de flujo en la Plataforma Central (HOE) por medio del Separador de Prueba

(Trifásico) se concentran en computadores de flujo específicos, que respectivamente se integran al monitoreo en el Sistema Digital de Monitoreo de Control de Procesos

La instrumentación de detección de gas y fuego será del tipo 4- 20 mA / HART y 24 VCD con certificación conforme a IEC-61508.

Tanto la Plataforma Satélite (HES), como la Plataforma Central (HOE) contarán con un cuarto de control con infraestructura de telecomunicaciones para su monitoreo y control remoto bidireccional desde la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso.

El cuarto de control de la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso contará con un cuarto de control que contiene los siguientes Sistemas de Control:

- Sistema Digital de Monitoreo de Control de Procesos (PCS).
- Sistema de Paro por Emergencia (SIS).
- Sistema de Detección de Gas y Fuego (FGS).

La instrumentación de presión, temperatura, nivel y flujo de proceso será monitoreada y controlada por medio de instrumentación inteligente del tipo 4- 20 mA / HART y/o Foundation Fieldbus.

La instrumentación de paro por emergencia será del tipo 4- 20 mA / HART con certificación conforme a IEC-61508.

Los equipos paquete como: el Sistema de Aire de Planta y Aire de Instrumentos, el Sistema de Venteo y Desfogue, el Sistema de Generación Eléctrica, los Trenes de Compresión, los Trenes de Recuperación de Vapor, el Sistema de Deshidratación y Estabilizado de Aceite, el Sistema de Tratamiento de Agua Congénita y el Sistema de Tratamiento e Inyección de Agua de Mar contarán con un PLC de control para realizar sus funciones de control de proceso. Dichos PLC's de control contarán con un enlace de comunicación al Sistema Digital de Monitoreo de Control de Procesos para su integración en el monitoreo y control integral en la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso.

La medición de flujo en toda la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso se concentrará en computadores de flujo específicos en las estaciones de medición, que respectivamente enviarán el monitoreo de la medición de transferencia de custodia en el Sistema Digital de Monitoreo de Control de Procesos

La instrumentación de detección de gas y fuego será del tipo 4- 20 mA / HART y 24 VCD con certificación conforme a IEC-61508.

El cuarto de control de la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso cuenta con infraestructura de telecomunicaciones para su monitoreo y control remoto bidireccional hacia la Plataforma Satélite (HES) y la Plataforma Central (HOE). Además, existe infraestructura de comunicaciones para enlace con un SCADA central.

En el Anexo 4 se localizan los siguientes diagramas de bloques:

- 076951C-000-PDF-0010-101-0. Hokchi Offshore Facilities. HSP and HCP Block

Diagram. Rev. C.

- 076951C-000-PDF-0010-102-0. Hokchi Paraiso Block Diagram. Rev. D.

I.2.1. Hojas de seguridad.

Durante la etapa de perforación de pozos las sustancias utilizadas en el proceso son las siguientes:

Tabla I.19 Sustancias utilizadas en el proceso de perforación

Producto	Función
CAPTRON 75	Inhibidor de Corrosión
DISSOLVAN 2188 B	Desemulsionante
GYPTRON TA-73	Inhibidor de Corrosión
Demtrol	Desemulsionante
TEG	Deshidratante de gas
MEG	Deshidratante de gas
Secuestrante de oxígeno (varios)	• Sulfito de sodio (Na_2SO_3) • Dioxido de azufre (SO_2) • Bisulfato de sodio (NaHSO_3) • Metabisulfito de sodio ($\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_5$) • Bisulfito de amonio (NH_4HSO_3)
Biocida	

Durante la etapa de producción las sustancias manejadas consideradas en los Listados de Actividades Altamente Riesgosas son las siguientes:

- Aceite (petróleo crudo): Producción promedio de 35 000 BPD.
- Gas: Producción promedio de 13 MMSCFD.
- Diesel: Su uso principal es como combustible como requerimiento para los generadores de energía y de las grúas, sin embargo, en algunos casos se utiliza nitrogenado, en la estimulación de pozos, como medio para el desplazamiento a la formación, dependiendo de la presión del fondo y con diversos tanques de almacenamiento.
- Metanol. Sistema de inyección de químicos con un almacenamiento de 40 m³.

En el Anexo 5 se localizan como referencia las siguientes Hojas de Seguridad de Sustancias que son manejadas en el proyecto:

- Petróleo crudo.
- Gas.
- Diesel.

- Metanol.

I.2.2. Almacenamiento.

En las operaciones de perforación de pozos y por razones de mantenimiento y operación del equipo de perforación o plataforma autoelevable se requiere disponer de aire comprimido, diesel para la generación de energía eléctrica y preparación de fluido de perforación, así como para operación propia del equipo.

Asimismo se requiere de cemento, barita, gas L.P, agua para servicios sanitarios y agua de perforación, aceites y otro tipo de lubricantes para el mantenimiento y operación de los equipos necesarios para la perforación de pozos.

Como consecuencia de la operación del equipo y sus componentes, se generan aguas oleosas y aceite gastado o sucio, por lo que en esta etapa se requieren y de los siguientes recipientes:

Tabla I.20 Tanques de almacenamiento en la etapa de perforación

Concepto	Capacidad aproximada
Agua de perforación	10,000 bls
Agua potable	1100 bls
Diésel	1500 bls
Material a granel	12000 cu. ft
Cuarto de materiales químicos	121 m ²
Tanques de lodo	2000-8000 bls
Tanque de lodo base aceite	2000 bls
Silos de Cemento	200 Ton
Silos de barita	70 Ton

Adicionalmente existirán otros recipientes para almacenamiento de sustancias o materiales utilizados para la operación del equipo de perforación y para su mantenimiento, tales como:

- Cilindros de acetileno con capacidad de 3 kg, dicho material tiene un consumo mensual promedio de 4 cilindros/mes.
- Cilindros de nitrógeno y oxígeno con capacidad de 9 m³ cada uno, y una cantidad máxima almacenada de 8 cilindros.
- Tambores con capacidad de 200 litros cada uno para el almacenamiento de aceites hidráulicos, de transmisión y para motores diesel.

Para el mantenimiento anticorrosivo de todas las áreas se utiliza pintura y thinner, de las cuales se pueden manejar cantidades entre 30 y 40 cubetas (de 18.6 litros) respectivamente.

En la estimulación de pozos se utiliza ácido clorhídrico al 15.0 %, nitrógeno y otros aditivos, estos se encuentran en tanques presurizados individuales y se almacenan a bordo de la plataforma, sin embargo, no hay programado ninguna actividad de estimulación en los

pozos previstos a perforar: Hokchi 2, Hokchi 3, Hokchi 4 y Hokchi 5.

Para la perforación del pozo, se utilizan fluidos que pueden ser de base aceite o base agua, que permiten la estabilidad de las paredes del pozo y mejoran las condiciones de operación, estos fluidos se recirculan en esta etapa y por su costo son reacondicionados para su reutilización.

Para la preparación de estos fluidos se utilizan las sustancias mencionadas en la siguiente Tabla:

Tabla I.21 Recipientes requeridos para fluidos de perforación

Sustancia	Cantidad kg / lts / m ³ /tn	Concentración kg/lts/m ³	Tipo de almacenaje
AKTAFLO'S	Composición de fluidos de perforación (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP		
Cal (Ca-O)			
Barazan (Goma Xántica)			
PHPA (sólida)			
Hidróxido de sodio			
Pac (controlador de filtrado)			
KCL			
Baritina			
Diesel			
Emulsificante primario			
Emulsificante secundario			
Viscosificante-arcilla organofílica			
Hidróxido de Calcio			
Cloruro de calcio			
Bentonita			

El consumo anual aproximado de las principales sustancias utilizadas para la operación y mantenimiento del equipo de perforación es el siguiente:

Tabla I.22 Consumo anual aproximada de sustancias para perforación de pozos y mantenimiento de equipos de perforación

Sustancia	Consumo
Diesel	3260 m ³
Barita	4110 tn
Bentonita	173100 kg
Soda Caustica	2996 kg
Aceite hidráulico	10 m ³
Lodo de emulsión inversa	5016 m ³
Lodo bentonítico	4328 m ³
Pintura	3 m ³
Thinner	1.5 m ³
Gas L.P.	2 tanques de 500 litros
Grasa	160 cubetas (2,592 kg)
Aceite de máquinas	10 m ³
Acetileno	40 botellas

Durante la etapa de producción de la Etapa 2, la relación de tanques de almacenamiento considerados serán los siguientes:

Tabla I.23 Tanques de almacenamiento

TAG	Producto	Capacidad operación	Cond operacion		Cond descarga		Dimensiones		Equipo	
			Presión barg	Temp °C	Presión barg	Temp °C	ID/W m	Altura m	Peso Ton	Material
T-1801	Drenajes abiertos		atm	amb	atm	70	2.5	3.5	5.0	acero al carbón
T-1804	Diesel	50 m ³	atm	amb	atm	70				acero al carbón
T-1901	Drenajes abiertos		atm	amb	atm	70	2.5	3.5	5.0	acero al carbón
T-1904	Diesel	50 m ³	atm	amb	amb	70				acero al carbón
T-2611	Crudo estabilizado	45000 bls	0.5 oz/m ²	59	16 oz/m ²	85	25.9	15.0	133.0	acero al carbón
T-2621	Crudo estabilizado	45000 bls	0.5 oz/m ²	59	16 oz/m ²	85	25.9	15.0	133.0	acero al carbón
T-3201	Agua	35000 bls	0.5 oz/m ²	57	16 oz/m ²	85	25.9	12.2	133.0	acero al carbón
T-3202 (Futuro)	Agua	35000 bls	0.5 oz/m ²	57	16 oz/m ²	85	25.9	12.2	133.0	acero al carbón
T-3203	Agua	1600 bpd	0.5 oz/m ²	57	16 oz/m ²	85	6.5	10.0		acero al carbón
T-5002	Agua cruda	500 m ³	atm	amb	atm	70	10.0	7.0	38.0	acero al carbón
T-5001	Agua potable	250 m ³	atm	amb	atm	70	7.5	7.5	14.5	acero al carbón
T-6001	Drenajes abiertos			amb	atm	70				

TAG	Producto	Capacidad operación	Cond operación		Cond descarga		Dimensiones		Equipo	
			Presión barg	Temp °C	Presión barg	Temp °C	ID/W m	Altura m	Peso Ton	Presión barg
T-6501	Crudo fuera de especificación	45000 bls	0.5 oz/m ²	20-47	16 oz/m ²	85	25.9	15.0	133.0	acero al carbón
T-7001	Agua contra incendio	6300 m ³					25.9	12.2	133.0	acero al carbón con epoxico
T-9601	Diesel	250 m ³	atm	amb	atm	70	7.6	7.3	14.5	acero al carbón

I.2.3. Equipos de proceso y auxiliares.

Criterios de diseño de equipos.

Presión de diseño.

- Se considera una máxima presión normal de operación o condición de presión más severa para proporcionar flexibilidad (la máxima presión de funcionamiento normal + 7% o 10% redondeando al más cercano y se define como la presión de diseño.
- Para sistemas protegidos por un PSV, los criterios que se especifican en la siguiente Tabla.

Tabla I .24 Criterios para la presión de diseño de sistemas presurizados

Presión normal de trabajo máxima (bar)	Presión de diseño(bar)
Menor de 70	Máxima presión de operación + 10%, pero no menos de +3,5 barg
Superior a 70	Máxima presión de operación + 7%, pero no menos de +7 barg

- Para la compresión en los sistemas de succión, la presión de diseño se considera la presión de succión del compresor. Si los volúmenes de tuberías y equipos no están disponibles, la presión de salida se estima en un tercio de la presión de descarga máxima, más de dos tercios de la presión de aspiración normal.
- Para los compresores centrífugos, el MOP en la descarga cuando el proveedor del compresor no está disponible, el MOP se determinará como la máxima presión de aspiración más 1.3 veces el diferencial de la presión normal presión desarrollada por el compresor, incluir para subir la presión a sobretensión y velocidad máxima.

Máxima temperatura de diseño.

La máxima temperatura de diseño requerido está relacionada con la presión de diseño del equipo seleccionado. Se especifica la máxima temperatura de diseño de la siguiente manera:

- Máxima temperatura de diseño = temperatura máxima de operación + mínimo 25°C, el redondeo al más cercano 5,0 °C.

Las tuberías y equipos expuestos a la radiación solar en condiciones ambientales tendrán un diseño superior de temperatura de 70°C, sobre la base de los niveles de radiación solar pico.

La temperatura máxima de funcionamiento de un compresor, si la curva del compresor no está disponible se define como 20°C arriba de la temperatura de punto de diseño previsto para permitir una menor eficiencia en las condiciones de flujo mínimo del compresor.

Para todos los intercambiadores de calor, ambas partes tendrán una temperatura máxima determinada por el líquido más caliente, siendo la temperatura de entrada del lado caliente más de 25°C.

Minima temperatura de diseño.

La temperatura de diseño mínima será la menor de las siguientes:

- Temperatura mínima de operación (obtenida durante la operación normal, arranque, puesta en marcha, paro o proceso extraordinario), reducido por un margen de 5°C.
- Temperatura ambiente mínima.
- Temperatura mínima durante la despresurización de presión de arranque y luego enfriamiento a temperatura ambiente. Como una condición del peor caso, la presión de arranque puede ser tomada como igual al ajuste de la válvula de alivio de presión.
- Temperatura mínima durante la despresurización de la presión de operación normal y a temperatura ambiente, reducido por un margen de 5°C.

Para la selección de los materiales como el límite mínimo de temperatura de diseño (ej. -29°C de acero al carbono o -46°C de acero al carbono de baja temperatura).

Márgenes de diseño de equipos.

Al especificar los equipos, los márgenes de diseño se aplicarán a la capacidad normal antes de la capacidad nominal.

Tabla I.25 Factores de diseño de equipos

Tipo de equipo	Servicio	Factor de diseño
Separadores	Proceso general & Utility	10% de flujo
	Flare KO tambores	10% de flujo
Medición de gas y condensados	Medición	10% de flujo
Intercambiadores de calor y calentadores	Proceso general & Utility	10% de flujo
Compresores	Proceso general	0% en el flujo

Tipo de equipo	Servicio	Factor de diseño
VRU	Proceso general & Utility	10% de flujo
Bombas centrífugas.	Proceso general & Utility	10% de diseño
Bombas de desplazamiento positivo	Proceso general & Utility	10% de flujo

Dimensionamiento de principales equipos de proceso.

Limpieza de trampas de diablos.

Existirá una trampa de diablos para recibir un equipo limpiador de tuberías inteligentes “pigs” instalado para operaciones de inspección y mantenimiento de los gasoductos que serán usados en todos los gasoductos de exportación en tierra y submarinos.

Separador de prueba.

Un separador de prueba se proporcionará en la plataforma central. La base para el dimensionamiento del separador de prueba será con un tiempo de residencia de 4 minutos y se utilizará tanto para los hidrocarburos y las fases acuosas, basada sobre las directrices de API 12J para los separadores trifásicos con aceite con gravedad mayor de 30° API.

Separadores de producción.

Los separadores de producción será de tamaño K-factor utilizando el método de la ingeniería GPSA Memento. Un factor k de 0.1 m/s (0,33 ft/s) se utilizarán para el dimensionamiento, el cual es un diseño típico. Un tiempo de residencia de 4 minutos se utilizará tanto para los hidrocarburos y las fases acuosas, basada en las directrices de sobre la API 12J para los separadores trifásicos con aceite de gravedad mayor de 30° API.

Una típica relación L/D de 3 será especificada para cada separador.

Equipos Knockout, tambores y recipientes de carga.

El recipiente knockout del compresor, tambores y recipientes de carga será de tamaño k, factor utilizando el método especificado en GPSA. Un típico factor k de 0,1 m/s (0,33 ft/s) será utilizado para el dimensionamiento de lavadores.

Compresores.

El tamaño de los compresores se determinará suponiendo un 85% de eficiencia adiabática.

Bombas.

Las bombas se dimensionarán suponiendo un 75% de eficiencia adiabática.

Sistema Flare.

La plataforma de procesamiento central contará con un HP y LP flare que comparten una única estructura. Todos los desfuegos y ventilaciones incluyendo la de la PSV serán vertidos a un quemador de HP LP. El cabezal de la flama de HP será dividida en dos partes, flama de HP y flama de HP frío y húmedo, que se envía a una flama de HP del tanque separador knockout.

La flama de HP como mínimo será estimada para 15 MMSCFD de diseño del sistema y de conformidad con la API 521. Los detalles de los tanques knockout será de gran tamaño basado en el API 521. Un líquido de tamaño de gota de 300 micras se utiliza para el tamaño

de la flama.

La longitud de pluma de la flama será calculada para lograr un quemador de radiación límite de $4,7 \text{ kW/m}^2$ (1500 Btu/hr/ft^2) basada en la API 521 Nivel de diseño para la exposición del personal durante 2 a 3 minutos sin protección pero con ropa adecuada. El destello de radiación para el helipuerto límite debe ser de 1.9 kW/m^2 (600 BTU/hr/ft^2).

Servicios.

Gas combustible.

El suministro de gas combustible se estimará en función de los requerimientos de alimentación del generador de energía. Un 20% de margen será adicionado a los requerimientos de gas combustible para dar servicio de otros usuarios, como gas combustible gas piloto, purga de gases, etc. El precalentamiento de 25°C será proporcionada por los supercalentadores eléctricos, para cumplir con las especificaciones de la turbina de gas.

Sistema de refrigeración.

Un circuito cerrado de refrigeración indirecta será proporcionado para satisfacer los requerimientos de enfriamiento de procesos. El medio de enfriamiento utilizará una mezcla de agua/glycol refrigerado por agua de mar. Se compone de un medio de refrigeración del tambor de expansión, el medio de enfriamiento, filtros y bombas de circulación del medio de refrigeración refrigerador de agua de mar

Sistema de agua de mar.

Se utilizará agua de mar para la refrigeración del medio, generación de agua potable. Será a través de la captación de agua de mar por las bombas de elevación vertical.

Para evitar bio-ensuciamiento del agua y sistemas de osmosis inversa, el hipoclorito de sodio es continuamente inyectado en la corriente de elevación de las bombas de elevación de agua de mar. El generador de hipoclorito utiliza una estela de agua marina filtrada para producir el hipoclorito por electrólisis de sal en el agua de mar.

Generación de energía.

Los generadores de turbina de gas será la principal fuente de energía eléctrica. Doble combustible (diesel o gasolina), los generadores son proporcionados en el caso de que el gas combustible no esté disponible, por ejemplo, para el arranque o durante paros planificados. La generación de energía será de gran tamaño basado en el promedio de alta temperatura del aire. En esta etapa, un margen del 20% se aplicará para cubrir las necesidades, subsidios para diversas cargas, pérdidas en la distribución, etc.

Agua Potable.

Las necesidades de agua potable para uso personal será estimado sobre la base de una tasa de consumo de 265 litros por persona por día y 60 personas a bordo, con un 25% de margen adicional.

El almacenamiento del agua potable se estimará en 10 días de uso personal con capacidad para recibir agua potable proveniente de fuentes externas (tuberías, mangueras, etc.) como seguridad.

Agua contraincendio.

El requerimiento de agua contraincendio será calculado sobre la base de proporcionar el equipamiento de diluvio. El agua contraincendio es proporcionada a la planta de agua contraincendio por las bombas de elevación, que son motores diesel. Cada equipo de agua

contraincendio está provisto de una bomba diesel individual con su depósito diario. El flujo de agua contraincendio se basa en las directrices de API 14 G.

Inyección de químicos.

Para fines de diseño para la Opción 3B, los siguientes productos químicos de inyección serán proporcionados y dimensionados en función de las propiedades

Tabla I.26 Propiedades Físicas y Dosificación de productos químicos

Producto Químico	Base de la Dosificación	Dosificación típica (ppm v/v).
MeOH	Agua	5000-500.000 (inicio)
Inhibidor	Agua	5-100
Inhibidor de corrosión	Líquidos o agua.	5-200
Inhibidor de parafina	Condensado	50-800
Demulsificador	Condensado	10-100
Biocida	Agua	15-25
Desespumantes	Condensado	20-100

Notas:

1. Inyección de metanol es proporcionada durante el arranque y otras operaciones transitorias.
2. Será el tamaño de almacenamiento de productos químicos sobre la base de 14 días de uso continuo.

Diesel.

El requerimiento de almacenamiento de diesel se basará en el suministro de combustible para los generadores de energía de reserva durante un paro programado cuando el gas combustible no está disponible, se basará en 5 días de suministro continuo de diesel con la incorporación de capacidades de los buques de terceros (tuberías, mangueras, etc.) seguridad.

Aire comprimido.

El requerimiento de aire comprimido para la instalación será estimado en función de los requisitos de aire de instrumentos, generación de nitrógeno y aire.

El requerimiento para las válvulas de aire de instrumentos será calculado sobre la base de una estimación de las válvulas instrumentadas en el centro, con un margen de 30% para el total de las necesidades. Una estimación de 2,4 N.m³/h (1.5 scfm) de aire por la válvula se utilizará con una eficiencia del 80% del secador. El aire de instrumentos estará dimensionado para un suministro de 15 minutos en caso de fallo del sistema de aire.

El aire de servicios se calculará sobre la base de los requisitos para herramientas neumáticas, con un 30% de margen.

El requerimiento de aire para el paquete de generación de nitrógeno será calculado en 2.5 veces la generación de nitrógeno.

Nitrógeno.

El nitrógeno se usará para purgar el equipo para mantener atmósferas inertes en los buques

y tanques, purgar varios equipos analíticos y para mantener las juntas herméticas del compresor. La cantidad de generación de nitrógeno será calculado sobre la base de purgar el proceso y un volumen en 12 horas.

Drenaje cerrado.

El sistema de drenajes cerrados serán utilizados para operaciones y mantenimiento de drenes de equipos que contengan hidrocarburos bajo presión. El depósito de drenaje cerrado estará en conformidad con la norma API 14C y suficientemente grande para guardar 105% del máximo volumen del líquido drenado desde cualquier sección de la planta y que pueden ser aislados para mantenimiento para evitar la carga de líquidos en las tuberías. El tambor recolector tendrá capacidad suficiente para contener el mayor volumen a vaciarse de cualquier buque. El tiempo de drenaje de cualquier buque se estima en 30 minutos.

Drenaje abierto.

El sistema de drenaje abierto será proporcionado para evitar o minimizar la liberación al mar de aceite y otros contaminantes a través de la lluvia o lavado con agua/agua de contraincendio o fugas y derrames de petróleo. El agua se desbordará a las alcantarillas correspondientes.

Equipos rotativos.

El equipo de repuesto será especificado para todos los equipos rotativos en una base de N+1, a menos que se indique lo contrario.

Equipo estático.

En general, los equipos estáticos con ninguna pieza móvil será especificado para la capacidad, sin sustitución.

Equipo fuera de proceso de relevo.

Para sistemas fuera de proceso, los trenes suficientes de relevo serán instalados para permitir el mantenimiento o reparaciones en el proceso sin necesidad de un paro, como son el generador de energía, suministro de aire, aire de la planta, etc.

Tabla I.27 Lista de equipos principales.

TAG	Producto	Capacidad operación	Cond operación		Cond diseño		Dimensiones		Equipo	
			Presión kg/cm²	Temp °C	Presión kg/cm²	Temp °C	ID/W m	Altura m	Peso Ton	Material
PLATAFORMA SATELITE										
W-1001	Pozo de producción 1	Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP								
W-1002	Pozo de producción 2									
W-1003	Pozo de producción 3									
W-1004	Pozo de producción 4									
W-1011	Pozo de inyección de agua 1									
W-1012	Pozo de inyección de agua 2									
Z-1010	Panel de control de pozos									
P-1001	ESP Sistema de 4 bombas de producción de pozos									
MAP-1010	Manifold de producción									
M-1001	HSP Medidor multifásico de producción									
MAP-1020	Manifold de pruebas									
M-1002	Medidor multifásico de prueba									
MIA-1030	Manifold inyección agua									
V-1001	Trampa de diablos de envío de producción multifasica									
V-1002	Trampa de diablos de prueba									
V-1003	HPC Trampa de diablos de recibo									
V-1004	Trampa de diablos de recibo de inyeccion temporal de agua									
V-1005	Separador de prueba (futuro)									
Sistema 15 Inyección de químicos										
Z-1501	Paquete de inyección de químicos Incluye almacenamiento, bombas de inyección (tres productos químicos y un repuesto)	Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP								
T-1801	Tanque de drenajes abiertos	Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP								
P-1801A	Bomba de drenajes recuperado a reproceso									
P-1801B	Bomba de drenajes recuperado a reproceso									
V-1802	Colector de drenajes abiertos									
P-1802	Bomba sumergible de drenajes abiertos									
V-1805	Tambor para drenajes abiertos									
P-1805A	Bomba drenaje cerrado									
P-1805B	Bomba drenaje cerrado									
X-1801	Generador de energia									
X-1802	Distribución de energia									
T-1804	Tanque de diesel	la LGTAIP								

Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP

Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP

Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP

TAG	Producto	Capacidad operación	Cond operación		Cond diseño		Dimensiones		Equipo	
			Presión kg/cm²	Temp °C	Presión kg/cm²	Temp °C	ID/W m	Altura m	Peso Ton	Material
PLATAFORMA SATELITE										
Z-1804	Paquete de transferencia de diesel									
F-1803A	Filtro diesel									
F-1803B	Filtro diesel									
P-1804A	Bomba transferencia diesel									
P-1804B	Bomba transferencia diesel									
F-1804A	Filtro transferencia diesel									
F-1804B	Filtro transferencia diesel									
Z-1810	Unidad de potencia hidráulica HPU									
Z-2102	Grua									
	Equipo de extinción de incendios (Polvos químicos secos, monitores, espuma y patines de diluvio)									
	Botes salvavidas									
	Equipos salvavidas									
	Control telecomunicaciones									

Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP

TAG	Producto	Capacidad operación	Cond operacion		Cond diseño		Dimensiones		Equipo	
			Presión kg/cm²	Temp °C	Presión kg/cm²	Temp °C	ID/W m	Altura m	Peso Ton	Material
PLATAFORMA CENTRAL										
Sistema 11 Manifold v pozos										
W-1101	Pozo de producción 1									
W-1102	Pozo de producción 2									
W-1103	Pozo de producción 3									
W-1104	Pozo de producción 4									
W-1105	Pozo de producción 5									
W-1106	Pozo de producción 6									
W-1107	Pozo de producción 7									
W-1111	Pozo de inyección de agua 1									
W-1112	Pozo de inyección de agua 2									
W-1113	Pozo de inyección de agua 3									
W-1114	Pozo de inyección de agua 4									
W-1115	Pozo de inyección de agua 5									
Z-1110	Panel control de pozos									
P-1101	ESP 7 Bombas (uno por cada pozo de producción)									
MAP-1110	Manifold de produccion									
MAP-1120	Manifold prueba									
V-1103	Separador de prueba									
MIA-1130	Manifold inyeccion agua									
V-1102	Trampa de diablos de recibo de prueba									
V-1103	HCP Trampa de diablos de envio de produccion									
V-1104	Trampa de diablos de recibo de inyección de agua temporal									

Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP

Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP

TAG	Producto	Capacidad operación	Cond operación		Cond diseño		Dimensiones		Equipo	
			Presión kg/cm²	Temp °C	Presión kg/cm²	Temp °C	ID/W m	Altura m	Peso Ton	Material
PLATAFORMA CENTRAL										
Sistema 16 Inyección de químicos										
Z-1601	Paquete de inyección química Incluye el almacenamiento, bombas de inyección (tres productos químicos y un repuesto)	Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP								
X-1701	Torre de quemador 4,7 kW/m² y tubería de 8"									
V-1701	Tanque cachador horizontal con 5 min de captación y tamaño de gota de 300 micras									
Z-1702	Paquete de encendido quemador									
Z-1703	Boquilla de quemador									
T-1901	Tanque de drenajes abiertos	Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP								
P-1901A	Bomba de drenajes recuperado a reproceso									
P-1901B	Bomba de drenajes recuperado a reproceso									
V-1902	Colector de drenajes									
P-1902	Bomba sumergible de drenajes abiertos									
V-1905	Tanque de drenajes cerrados									
P-1905A	Bomba de drenaje cerrado recuperado para procesar									
P-1905B	Bomba de drenaje cerrado recuperado para procesar									
X-1901	Generador de energía									
X-1902	Distribución de energía									
T-1904	Tanque diesel									
Z-1904	Paquete transferencia diesel									
F-1903A	Filtro diesel									
F-1903B	Filtro diesel									
P-1904A	Bomba transferencia diesel									
P-1904B	Bomba transferencia diesel									
F-1904A	Filtro transferencia diesel									
F-1904B	Filtro transferencia diesel									
Z-1910	Unidad Hidraulica de potencia HPU									
Z-2001	Grua									
	Equipo de sistema contraincendio (polvo químico seco, monitores espuma y patines de diluvio)									
	Botes salvavidas									
	Equipos salvavidas									
	Control y telecomunicaciones									

TAG	Producto	Capacidad operación	Cond operacion		Cond diseño		Dimensiones		Equipo	
			Presión kg/cm²	Temp °C	Presión kg/cm²	Temp °C	ID/W m	Altura m	Peso Ton	Material
PROCESAMIENTO EN TIERRA										
Sistema 20 Recepción										
V-2001	Trampa de diablos de recibo de multifase	Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP								
V-2002	Tanque cachador									
E-2111	Tren 1 intercambiador de calor de crudo de entrada (futuro)	Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP								
E-2121	Tren 2 intercambiador de calor de crudo de entrada (futuro)									
P-2112A	Tren 1 bomba de aceite									
P-2112B	Tren 1 bomba de aceite									
P-2122A	Tren 2 bomba de aceite									
P-2122B	Tren 2 bomba de aceite									
V-2111	Tren 1 tambor de agua									
V-2112	Tren 1 tambor de aceite									
V-2121	Tren 2 tambor de agua									
V-2122	Tren 2 tambor de aceite									
E-2211	Tren 1 Intercambiador de calor crudo humedo/seco	Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP								
E-2212	Tren1 Calentador de crudo									
E-2221	Tren 2 Intercambiador de calor crudo humedo/seco									
E-2222	Tren 2 Calentador de crudo									
V-2211	Tren 1 Separador									
V-2212	Tren 1 Tratador electrostatico									
V-2221	Tren 2 Separador									
V-2222	Tren 2 Tratador electrostatico									
P-2211A	Tren 1 Bomba de transferencia de crudo									
P-2211B	Tren 1 Bomba de transferencia de crudo									
P-2221A	Tren 2 Bomba de transferencia de crudo									
P-2221B	Tren 2 Bomba de transferencia de crudo									

TAG	Producto	Capacidad operación	Cond operacion		Cond diseño		Dimensiones		Equipo	
			Presión kg/cm²	Temp °C	Presión kg/cm²	Temp °C	ID/W m	Altura m	Peso Ton	Material
PROCESAMIENTO EN TIERRA										
Sistema 22 Separador Tratador electrostático										
Z-2211	Tren 1 Sistema desaladora (futuro) de	Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP								
Z-2221	Tren 1 Sistema desaladora (futuro) de									
E-2311	Tren 1 VRU Enfriador 1st	Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP								
E-2312	Tren 1 VRU Enfriador 2st									
E-2321	Tren 2 VRU Enfriador 1st									
E-2322	Tren 2 VRU Enfriador 2st									
E-2331	Tren 3 VRU Enfriador 1st									
E-2332	Tren 3 VRU Enfriador 2st									
K-2311	Tren 1 VRU primera etapa									
K-2321	Tren 2 VRU primera etapa									
K-2331	Tren 3 VRU primera etapa									
K-2312	Tren 1 VRU segunda etapa									
K-2322	Tren 2 VRU segunda etapa									
K-2332	Tren 3 VRU segunda etapa									
V-2311	Tren 1 VRU Succión del depurador 1st									
V-2321	Tren 2 VRU Succión del depurador 1st									
V-2331	Tren 3 VRU Succión del depurador 1st									
V-2312	Tren 1 VRU Succión del depurador 2st									
V-2322	Tren 2 VRU Succión del depurador 2st									
V-2332	Tren 3 VRU Succión del depurador 2st									
E-2411	Tren 1 Enfriador principal de descarga del compresor	Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP								
E-2421	Tren 2 Enfriador principal de descarga del compresor									
E-2431	Tren 3 Enfriador principal de descarga del compresor									
K-2411	Tren 1 Compresor principal									
K-2421	Tren 2 Compresor principal									
K-2431	Tren 3 Compresor principal									
V-2411	Tren 1 Succión del compresor principal									
V-2421	Tren 2 Succión del compresor principal									
V-2431	Tren 3 Succión del compresor principal									

TAG	Producto	Capacidad operación	Cond operación		Cond diseño		Dimensiones		Equipo	
			Presión kg/cm ²	Temp °C	Presión kg/cm ²	Temp °C	ID/W m	Altura m	Peso Ton	Material
PROCESAMIENTO EN TIERRA										
Sistema 26 Exportación de petroleo										
T-2611	Tren 1 Tanque de crudo estabilizado		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
T-2621	Tren 2 Tanque de crudo estabilizado									
P-2601A	Bomba de exportación de crudo									
P-2601B	Bomba de exportación de crudo									
P-2601C	Bomba de exportación de crudo									
M-2601	Sistema de medición de crudo									
V-2601	Trampa de diablos de envío de oleoducto de exportación									
V-2602	Trampa de diablos de recibo de oleoducto de exportación									
F-3001	Filtro separador de deshidratación		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
V-3001	Contactor de glicol									
E-3001	Intercambiador de calor gas/glicol									
Z-3001	Paquete de regeneración		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
V-3101	Trampa de diablos de envío de gas de exportación		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
V-3102	Trampa de diablos de recibo de gas de exportación									
M-3101	Sistema de medición de gas de exportación									
Z-3201	Paquete de tratamiento de agua producida		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
V-3202A	Hidrociclón									
V-3202B	Hidrociclón									
V-3202C	Hidrociclón									
V-3201	Separador vertical por flotación de gas									
P-3201A	Bomba de transferencia de agua									
P-3201B	Bomba de transferencia de agua									
P-3203A	Bomba de tanque de agua									
P-3203B	Bomba de tanque de agua									
P-3211A	Tren 1 Bomba de agua de separación									
P-3211B	Tren 1 Bomba de agua de separación									
P-3212A	Tren 1 Bomba de agua de tratamiento electrostático									
P-3212B	Tren 1 Bomba de agua de tratamiento electrostático									
P-3221A	Tren 2 Bomba de agua de separación									
P-3221B	Tren 2 Bomba de agua de separación									
P-3222A	Tren 2 Bomba de agua de tratamiento electrostático									

TAG	Producto	Capacidad operación	Cond operacion		Cond diseño		Dimensiones		Equipo	
			Presión kg/cm²	Temp °C	Presión kg/cm²	Temp °C	ID/W m	Altura m	Peso Ton	Material
PROCESAMIENTO EN TIERRA										
Sistema 32 Tratamiento del agua producida										
P-3222B	Tren 2 Bomba de agua de tratamiento electrostático		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
T-3201	Tanque de almacenamiento de agua producida techo fijo									
T-3202	Tanque de almacenamiento de agua producida techo fijo (futuro)									
T-3203	Tanque de agua producida									
Sistema 35 Quemador										
X-3501	Torre quemador 4,7 kW/m² y 8"		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
V-3501	Tanque cachador horizontal Tamaño gota 450 micras									
P-3501A	Bomba centrífuga del tanque cachador									
P-3501B	Bomba centrífuga del tanque cachador									
V-3502	Tanque cachador LP									
P-3502A	Bomba centrífuga									
P-3502B	Bomba centrífuga									
V-4001	Separador vertical de gas combustible		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
HE-4001A	Calentador de gas combustible									
HE-4001B	Calentador de gas combustible									
Z-4501	Paquete de inyección de químicos		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
T-5002	Tanque de agua cruda		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
P-5002A	Bomba distribución agua cruda									
P-5002B	Bomba distribución agua cruda									
Z-5001	Paquete de tratamiento de agua potable									
P-5001A	Bomba de agua potable									
P-5001B	Bomba de agua potable									
T-5001	Acumulador de agua potable									
X-5002	Paquete de tratamiento de luz ultravioleta									

TAG	Producto	Capacidad operación	Cond operacion		Cond diseño		Dimensiones		Equipo	
			Presión kg/cm²	Temp °C	Presión kg/cm²	Temp °C	ID/W m	Altura m	Peso Ton	Material
PROCESAMIENTO EN TIERRA										
Sistema 55 Tratamiento de aguas residuales sanitarias										
Z-5501	Paquete de tratamiento sanitario		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
Z-5502	Paquete de tratamiento de aguas residuales sanitarias									
T-6001	Sistema de retención de drenajes abiertos		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
P-6001A	Bomba sumergible de drenajes de aguas residuales									
P-6001B	Bomba del tanque de retención									
Sistema 65 Drenaies cerrados										
V-6501	Tambor de purgados cerrado		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
P-6501A	Bomba de drenajes para recuperado a proceso									
P-6501B	Bomba de drenajes para recuperado a proceso									
T-6501	Tanque de crudo fuera de especificación									
P-6502A	Bomba de recirculación de crudo									
P-6502B	Bomba de recirculación de crudo									
HE-6501	Calentador de aceite									
T-7001	Tanque agua contraincendio para 8 horas		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
P-7001A	Bomba de agua contra incendios motor eléctrico									
P-7001B	Bomba de agua contra incendios motor diesel									
P-7002A	Bomba electrica presurizadora de agua contra incendios sumergible									
P-7002B	Bomba electrica presurizadora de agua contra incendios sumergible									
X-7001	Equipos de extinción de incendios incluye monitores, espuma , patines de diluvio									
K-7501A	Compresor aire		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
K-7501B	Compresor aire									
K-7501C	Compresor aire									
X-7501	Paquete de secador de aire									
V-7501	Equipo receptor de aire (30 min de retención)									
V-7502	Receptor de aire húmedo									
Z-8001	Equipo de generación de nitrógeno		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
V-8001	Depósito de nitrógeno									

TAG	Producto	Capacidad operación	Cond operacion		Cond diseño		Dimensiones		Equipo	
			Presión kg/cm²	Temp °C	Presión kg/cm²	Temp °C	ID/W m	Altura m	Peso Ton	Material
Sistema 85 Tratamiento e inveción de agua de mar										
Z-8501	Paquete generador de hipoclorito de sodio		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
F-8501A	Filtro A agua de mar									
F-8501B	Filtro B agua de mar									
F-8501C	Filtro C agua de mar									
P-8501A	Bomba sumergible de agua de mar									
P-8501B	Bomba sumergible de agua de mar									
P-8502A	Bomba de inyección de agua									
P-8502B	bomba de inyección de agua									
P-8503A	Bomba de inyección de agua									
P-8503B	Bomba de inyección de agua									
P-8503C	Bomba de inyección de agua									
Z-8502	Paquete SRU									
X-9001A	Generador de potencia		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
X-9001B	Generador de potencia									
X-9001C	Generador de potencia									
X-9002	Distribuidor de potencia (transformadores, interruptores, UPS, baterías, etc)									
X-9003	Generador de energía de emergencia (motor diesel y tanque de almacenamiento)									
P-9601A	Bomba de diesel		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
P-9601B	Bomba de diesel									
F-9601A	Filtro A de diesel									
F-9601B	Filtro B de diesel									
T-9601	Tanque almacenamiento diesel									
P-9602A	Bomba distribución diesel									
P-9602B	Bomba distribución diesel									
F-9602A	Filtro coalescedor de diesel									
F-9602B	Filtro coalescedor de diesel									
Z-9701A	Unidad A de Recuperación calor residual		Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP							
Z-9701B	Unidad B de Recuperación calor residual									
Z-9701C	Unidad C de Recuperación calor residual									
V-9701	Tambor del sistema de recuperación de calor									

TAG	Producto	Capacidad operación	Cond operacion		Cond diseño		Dimensiones		Equipo	
			Presión kg/cm²	Temp °C	Presión kg/cm²	Temp °C	ID/W m	Altura m	Peso Ton	Material
Sistema 97 Calentamiento medio										
P-9701A	Bomba de circulación de calor A	Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP								
P-9701B	Bomba de circulación de calor B									
F- 9701	Filtro del sistema de circulación de calor									
	Edificio de mantenimiento	Diseño y condiciones de equipos (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP								
	Control y telecomunicaciones									
	Sala de equipos locales									
	Cuarto electrico									

I.2.4. Pruebas de verificación

Para la puesta de operación del proyecto, que incluye la perforación de pozos petroleros, producción de los mismos, envío de productos por ductos marinos, recibo de productos en instalaciones superficiales, tratamiento y separación de productos y envío final por ductos terrestres para su exportación, todos los equipos de proceso, equipos de servicios, ductos marinos y terrestres, instalaciones superficiales en la Planta Hokchi Paraíso, equipos auxiliares y los materiales requieren de pruebas de verificación tales como pruebas hidrostáticas, radiografiado, medición de espesores, protección mecánica, sand-blast, protección anticorrosiva y líquidos penetrantes entre otras, para asegurar que todas las instalaciones cuentan con las condiciones apropiadas de seguridad para su operación.

Los equipos considerados como críticos para las diversas actividades del proyecto deberán mantener estándares de normatividad y recomendaciones por la industria para el mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo, de acuerdo a las especificaciones de cada fabricante, asegurando una correcta operación en condiciones de seguridad óptimas.

Pruebas hidrostáticas.

La prueba hidrostáticas se realizar equipos contruidos para operar a una presión superior a la atmosférica o sometido a vacío, líneas de conducción o tanques de almacenamiento. La presión puede ejercerse sobre la superficie interior, la exterior y/o los componentes del equipo.

Las pruebas hidrostáticas, que se realizan a los equipos deberán cumplir con una revisión periódica por personal calificado sin exceder 5 años entre pruebas, éstas pruebas podrán ser efectuadas con apego a los requisitos de las normas nacional o internacionalmente (NOM-020-STPS-2011, o la que le aplique dependiendo de la instalación).

Radiografiado.

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, siendo el principio básico de la inspección radiográfica en la propiedad

que poseen los materiales de atenuar o absorber parte de la energía de radiación cuando son expuestos a ésta, por lo que la atenuación de la radiación ionizante es directamente proporcional al espesor y densidad del material e Inversamente proporcional a la energía del haz de radiación.

El resultado de un área oscura (alta densidad) en una radiografía, puede deberse a un menor espesor o a la presencia de un material de menor densidad como escoria en una soldadura o una cavidad por gas atrapado en una pieza de fundición mientras que un área más clara (menor densidad) puede deberse a secciones de mayor espesor o un material de mayor densidad como una inclusión de tungsteno en una soldadura de arco eléctrico con electrodo de tungsteno y gas de protección.

Para la detección, interpretación y evaluación de discontinuidades internas tales como grietas, porosidades, inclusiones metálicas o no metálicas, faltas de fusión etc., en uniones con soldadura, piezas de fundición y piezas forjadas se utiliza la radiografía de pruebas no destructivas. Éstas pruebas son utilizadas en soldaduras que están expuestas a tensión, vibración y sometidas a presión como es el caso del sistema de anclaje del malacate, sistema de frenos del malacate, dedos de la changuera, elevadores de tubería, gafas de elevadores, cuñas para tubería, equipos de proceso y servicios auxiliares, ductos, instalaciones superficiales etc.

Medición de espesores.

La medición de espesores, ya sea en la envolvente, cúpula o fondo de un tanque o líneas de tuberías, se realizan tomando varias lecturas en diferentes puntos de la placa a inspeccionar para detectar variaciones en los espesores del área inspeccionada y su corrección, evitando deficiencias que puedan poner en riesgo el servicio del equipo.

La medición de espesores en la industria petrolera aplica principalmente en los siguientes aspectos:

- Medición de espesores a placas de acero.
- Medición de espesores a tubería de proceso.
- Detección de fallas en soldadura con líquidos penetrantes.
- Pruebas hidrostáticas

Como resultado de la medición de espesores de manera continua y programada, se puede obtener la siguiente información del equipo o ducto analizado:

- Espesor actual en el equipo inspeccionado.
- Espesor mínimo encontrado.
- Espesor de retiro del equipo o ducto.
- Vida útil estimada del equipo o ducto.

- Velocidad de desgaste en un periodo anual.

Protección mecánica.

La protección mecánica de los equipos del proyecto integral deberá estar alineada con las recomendaciones de cada fabricante para su correcto funcionamiento, considerando adicionalmente las prácticas recomendadas por la industria del petróleo. Hokchi Energy deberá contar con el aspecto de la integridad mecánica en su Sistema de conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos, además de hacerlo obligatorio a todos los contratistas.

Sand blast.

El “Sand blast” es un sistema de limpieza que se realiza con material abrasivo lanzado a presión sobre superficies normalmente metálicas, este método de limpieza ayuda a eliminar impurezas sobre la superficie como óxidos, grasa, pintura etc., logrando una mejor adherencia de los recubrimientos anticorrosivos a utilizar y obteniendo una superficie con perfil de anclaje (rugosidad) permitiendo dar adherencia al recubrimiento primario a utilizar.

La limpieza por medio del “Sanblasteo”, garantiza en extremo la calidad de la misma para una vez realizada se pueda recubrir o realizar algún otro proceso en la o las piezas que se requiera.

Se realizan trabajos de sandblast a las estructuras metálicas de acero de sección abierta, tubular, láminas, placas de tanques y equipos para posteriormente aplicar protección anticorrosiva especializada.

Estos trabajos se realizan cuando el equipo es nuevo o se encuentra fuera de operación, por los controles que deben crearse para evitar algún impacto significativo debido a las condiciones que podría generar en las áreas de trabajo en contacto directo con los trabajadores de cada área.

Proteccion o mantenimiento anticorrosivo.

Se establecerán programas de mantenimiento anticorrosivo para toda la parte estructural del equipo de perforación, tanques de almacenamiento, equipos de proceso y auxiliares, ductos e instalaciones superficiales. Este mantenimiento se aplicará sobre la superficie para proteger de la acción de corrosión, dicho material se considera una dispersión relativamente estable de un pigmento finamente dividido, en una solución de resina y aditivos.

Su composición o formulación debe ser tal forma que al ser aplicada una capa delgada sobre un sustrato metálico, sea capaz de formar una película seca uniforme que actúe como una barrera flexible, adherente y con máxima eficiencia de protección contra la corrosión; la durabilidad de la película depende fundamentalmente de su resistencia al medio corrosivo y de la facultad de permanecer adherida al sustrato metálico; la eficiencia de protección contra la corrosión además de considerar los factores anteriores depende de la habilidad de la película de recubrimiento para impedir el acceso de los agentes corrosivos al sustrato metálico.

Inspección por líquidos penetrantes.

Es un tipo de ensayo no destructivo que se basa en el principio de capilaridad y se aplica en la detección de discontinuidades abiertas a la superficie, tales como fisuras, poros etc. en la superficie de los materiales examinados como aleaciones no ferrosas y materiales ferrosos

El procedimiento consiste en aplicar un líquido coloreado o fluorescente a la superficie en estudio, el cual penetra en cualquier discontinuidad que pudiera existir debido al fenómeno de capilaridad. Después de un determinado tiempo se elimina el exceso de líquido y se aplica un revelador, el cual absorbe el líquido que ha penetrado en las discontinuidades y sobre la capa del revelador se delinea el contorno de estas.

Las principales etapas de la aplicación son las siguientes:

- a) Preparación de la superficie.
- b) Aplicación del penetrante.
- c) Remoción del exceso de penetrante.
- d) Aplicación del revelador.
- e) Inspección.
- f) Limpieza final.

I.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN.

De acuerdo al documento de balance de materia y energía para la Opción 3, se presenta la información de todas las corrientes del proceso, para el caso específico de las condiciones de operación de las corrientes de producción en plataformas, crudo a tanques de almacenamiento y productos a exportación son las siguientes:

Tabla I.28 Condiciones de operación

Corriente	Descripción	Fracción de Vapor	Temp (°C)	Presión (kg/cm ²)	Flujo Másico (kg/hr)	Flujo de gas estándar Fase vapor (MMSCFD)	Flujo Másico Fase líquida (kg/h)
1	Producto multifásico a instalaciones terrestres	Condiciones de operación (Secreto Industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP					
25	Crudo a tanques de almacenamiento						
28	Crudo a ductos de exportación						
43	Descarga del compresor Tren 1						
49	Gas seco a ducto de exportación						

En el Anexo 6 se localiza la siguiente información:

- 076951C-000-PDF-0000-052. Hokchi Heat and Material Balance. Peak Oil Peak Gas Case. Sheet 1 of 2. Rev. 0.
- 076951C-000-PDF-0000-053. Hokchi Heat and Material Balance. Peak Oil Peak Gas Case. Sheet 2 of 2. Rev. 0.

En el Anexo 7 se localiza la siguiente información:

- 076951C-000-PDF-0000-047. Hokchi Paraiso Facility. Process Flow Diagram. Export & Import. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0000-052. Hokchi Heat Material Balance Peak Oil Peak Gas Case Sheet 1 of 2. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0000-053. Hokchi Heat Material Balance Peak Oil Peak Gas Case Sheet 2 of 2. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0000-054. Hokchi Heat and Material Balance Peak Water Case Sheet 1 of 2. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0000-055. Hokchi Heat and Material Balance Peak Water Case Sheet 2 of 2. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0010-001. Hokchi Satellite Platform Process Flow Diagram Well & Manifold. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0010-002. Hokchi Satellite Platform Process Flow Diagram Metering System. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0010-003. Hokchi Satellite Platform Process Flow Diagram Export & Import. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0010-100. Hokchi Energy Facility Overall Block Diagram Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0010-101. Hokchi Offshore Facilities HSP and HCP Block

Diagram. Rev. 0.

- 076951C-000-PFD-0010-102. Hokchi Paraiso Block Diagram. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0011-008. Hokchi Central Platform Process Flow Diagram Well & Manifold. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0011-009. Hokchi Central Platform Process Flow Diagram Test Separator. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0011-010. Hokchi Central Platform Process Flow Diagram Export & Import. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0015-004. Hokchi Satellite Platform Process Flow Diagram Chemical Injection. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0016-011. Hokchi Central Platform Process Flow Diagram Chemical Injection. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0017-015. Hokchi Central Platform Process Flow Diagram Flare and Vent System. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0018-005. Hokchi Satellite Platform Process Flow Diagram Open and Closed Drains Systems. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0018-006. Hokchi Satellite Platform Process Flow Diagram Diesel System. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0018-007. Hokchi Satellite Platform Process Flow Diagram Power Generation and Control. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0019-012. Hokchi Central Platform Process Flow Diagram Open Drains System. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0019-013. Hokchi Central Platform Process Flow Diagram Diesel System. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0019-014. Hokchi Central Platform Process Flow Diagram Power Generator and Control. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0020-016. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Onshore Receiving and Slug Catcher. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0021-017. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Train 1 Inlet Heater and FWKO Drum. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0021-018. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Train 2 Inlet Heater and FWKO Drum. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0021-048. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Train 1 Oil Buffer Vessel. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0021-049. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Train 2 Oil Buffer Vessel. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0022-019. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Train 1 LP Separator / Electrostatic Treater. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0022-020. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Train 2 LP Separator / Electrostatic Treater. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0023-022. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Train 1 Vapor Recovery Unit. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0023-023. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Trains 2 & 3 Vapor Recovery Unit. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0024-024. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Train 1 Main Compressor. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0024-025. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Trains 2

- & 3 Main Compressor. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0026-021. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Oil Storage and Metering. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0030-028. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram TEG Dehydration. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0031-029. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Gas Export. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0032-030. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Produced Water Treatment. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0032-031. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Produced Water Storage. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0035-042. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram HP Flare. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0035-043. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram LP Flare KO Drum. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0040-044. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Fuel Gas Systems and Power Generation. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0045-046. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Chemical Injection System. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0050-035. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Fresh Water Systems. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0055-036. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Sanitary Waste Water Treatment Facilities. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0060-037. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Oily Water System. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0065-038. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Closed Drain and Off-Spec Oil Systems. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0070-039. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Firewater Storage and Pumps. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0075-040. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Air System. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0080-041. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Nitrogen System. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0085-032. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Seawater Lift Pump. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0085-033. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Seawater Treatment & Water Injection. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0096-045. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Diesel System. Rev. 0.
 - 076951C-000-PFD-0097-034. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Heating Medium System. Rev. 0.

I.3.1. Especificación del cuarto de control.

Cuarto de control de plataforma.

Para la plataforma de perforación se contará con un sistema de control de la unidades instaladas en el piso y unidades que integran al equipo de perforación y serán operadas,

controladas, monitoreadas y construidas en acero de acuerdo a diseño de fabricante, que incluya un área para el personal de piso, cumpliendo con la norma API SPEC Q1/ ISO-TS 2900.

Deberá contar con puerta de entrada/salida y escotilla de escape rápido, ambas deberán estar empacadas y autocerrantes cumpliendo con normas y regulaciones para sellos a prueba de gas. Las puertas de la cabina contarán con llave y mecanismo anti-pánico, aislamiento térmico y botaguas en la parte exterior de la puerta, cumpliendo con los estándares vigentes de NEMA y NEC aplicables y con los criterios establecidos en las prácticas recomendadas API RP 2FB aplicables a los equipos costa fuera.

El cuarto deberá estar presurizado, con aire acondicionado, iluminación normal, iluminación de emergencia y asientos ergonómicos para el personal, siendo el centro de programación e interfaz que combine el manejo, monitoreo y control de los componentes automatizados del equipo de perforación. Los paneles de interfaz deberán estar incluidos en los sistemas de control, con opción a instalar estaciones en puntos remoto.

El cuarto de control contará con tablero del motor de CI, fabricado de lamina de acero, con puertas de apertura hacia el frente, auto soportado, con tacones flexibles de amortiguamiento de vibraciones y sistema de enfriamiento no dinámico, además de la integración de un interruptor manual de paro de emergencia, interruptor de control del motor de tres posiciones (local, remoto y apagado), conforme a lo siguiente:

- Posición “local” para arrancar el motogenerador desde el mismo tablero de control.
- Posición “remoto” para arrancar el motogenerador hasta su velocidad lenta desde el tablero remoto en el cuarto de control de generación.
- Posición “apagado” para bloquear el motogenerador y poder reajustar las alarmas y funciones de paro, interruptor de reconocimiento de alarmas e interruptor de pruebas de alarmas.

El tablero de control tiene integrado un sistema de cómputo para programar el (PLC) o al microcontrolador, controlar los parámetros de operación del grupo electrógeno, detección y diagnóstico de fallas, controlar alarmas y paros de emergencia, con pantalla táctil activa con software y licencia de autorización de uso. El sistema será capaz de registrar cada hora los promedios de los parámetros de operación, almacenar la información como mínimo durante tres meses y registrar el histórico de mantenimiento.

Para el proceso de perforación será manejado desde las consolas, pantallas e interruptores de control tipo cibernético, controlando la sincronización y presión de bombas de lodos, mesa rotatoria, funciones del Top Drive y funciones de perforación automática. Se contará con un sistema de instrumentación, monitoreo, registro histórico y tendencia de parámetros de perforación en tiempo real, con interfaz para oficinas corporativas y de servicios en diferentes protocolos, alarmas (Histórico/Activo), calibración y protección del sistema de izaje contra golpes a la corona o al piso de trabajo y consola de control de la llave hidráulica para tubulares.

Se incluirá una pantalla para control remoto de preventores, un indicador de arreglo de BOP's y panel del diverter, control de las cuñas hidráulicas, control de los gatos hidráulicos de cabrestantes para quebrar y para apretar tubería con llaves de fuerza, control del cabrestante hidráulico (ezy-torg), control remoto del chango robotizado, estación de jalón de alarma general, detector y alarma de gas sulfhídrico, sistema de intercomunicación: teléfono, voiceo y video.

El cuarto de control también incluirá un software de adiestramiento para personal de mantenimiento y personal de operación, un programa computarizado de deslizamiento y corte de cable de acero de perforación y un sistema computarizado de control de mantenimiento diseñado específicamente para el equipo de perforación. La lectura de todos los parámetros se visualizará en idioma español y sistema métrico decimal e inglés, los cuales serán desplegados en las pantallas del cuarto de control.

Los controles y parámetros serán enunciativos, por lo que el operador del equipo de perforación autoelevable puede instalar más sensores e instrumentos de medición y control para el desarrollo de las actividades de perforación.

Los cristales de protección de la cabina integral del perforador deberán ser de una sola pieza laminados y templados de un espesor mínimo de 1/2 pulgada y los limpiaparabrisas con sistema de rocío de agua se instalarán en el frente y sobre-cabeza,

Los paneles tendrán un sistema de protección para la ventana sobre la cabeza para proteger al personal dentro del cuarto de control sin obstruir la visión.

El exterior del cuarto de control deberá ser clase 1 división 2, grupos C & D y la clasificación del interior será de propósitos generales.

Todos los componentes de alumbrado, receptáculos, clavijas de respaldo de luz de emergencia, aire acondicionado (clase 1, división 2 con desconexión por presurización), cajas de conexiones de seguridad y control interno desde el cuarto de control, incluirán control de humedad para evitar condensación.

Los extintores serán tipo seco para fuegos de clase ABC, estación de jalón de alarma general (General Alarm Pull Station), indicador de arreglo de BOP's y panel del diverter, detector de gas, sistema de teléfono, voiceo y video, cumpliendo con regulaciones de estándares internacionales API/ NEMA/NACE/ISO y NEC.

Casetas metálicas antirruido.

Deberán ser construidas de acuerdo a diseño bajo la Norma NEMA 3R protegiendo al paquete motor-generator contra las condiciones climatológicas como lluvias u otros agentes atmosféricos, reduciendo el nivel del ruido dentro del rango de operabilidad en la plataforma. La caseta incluirá todos los componentes de interconexión y enlace eléctrico hacia el cuarto de control y potencia así como para los sistemas neumático, combustible, lubricantes, aceite usado y refrigerante para la operación de los grupos electrógenos y será construida sobre patín estructural con cáncamos de izaje en caso de reubicación.

Caseta del piso de perforación.

Esta caseta no estará integrada o ser parte del cuarto de control, sin embargo deberá contar con aislamiento térmico y unidad de acondicionamiento de aire con bomba de calor, presurizada, puerta de acceso al personal y 2 ventanas fijas con cristales templados

inastillables de un espesor mínimo de 1/2 pulgada, una con vista al piso de perforación y otra con vista hacia la unidad de operar preventores, mobiliario de acero inoxidable, banca corrida a los lados y compartimientos para guarda ropa y equipo, drenaje, accesorios para alumbrado, tomas de corriente 110 VCA y piso antiderrapante. Deberá contar en el exterior con espacios para colocar las herramientas de mano de perforación y pequeños accesorios.

Cuarto de Control Planta Hokchi Paraíso.

Hokchi controlará todas sus instalaciones de captación, transporte, tratamiento, medición y entrega de hidrocarburos y agua, tanto costa afuera como costa adentro, a través de un sistema de control distribuido, el cual será supervisado por operadores desde el cuarto de control Hokchi.

Este cuarto de control se construirá en el predio de la planta de Tratamiento Hokchi, situada en las proximidades de la localidad de Paraíso, Tabasco.

El cuarto de control se localizará en un edificio independiente a una distancia de seguridad suficiente de las unidades de procesamiento de producción de modo de garantizar la seguridad del sistema de control ante una contingencia dentro de la planta. La determinación de este distanciamiento de seguridad será parte de la ingeniería básica a desarrollar en etapas posteriores.

En el interior del cuarto de control se instalarán las interfaces Humano-Máquina (HMI), donde los operadores monitorearán los sistemas de Shut Down, de Procesos, Humo y Fuego, red contra incendio y mediciones. Esta facilidad sólo será accesible por los operadores y supervisores designados y no compartirá funciones con otras instalaciones (oficinas).

Todo el gerenciamiento de la señales de control y alarmas será llevado a cabo dentro del cuarto de control. Las señales de todos los sistemas llegará a esta sala de control mediante fibra óptica, cableado de señales y radioenlaces.

Dentro del cuarto de control, también funcionará la central de comunicaciones Hokchi y será de ocupación permanente (24-h).

Estación de medición Hokchi.

La estación de medición Hokchi se construirá en un predio independiente de la planta Hokchi, de la cual estará a una distancia aproximada de 3.5 km.

El objetivo principal de instalación será contener los equipos y personal requeridos para la medición fiscal del gas como del aceite producido por Hokchi.

Esta instalación contará con la siguiente infraestructura:

1. Unidad LACT para medición de aceite, situada bajo techo.
2. Puente de medición de gas, situado bajo techo.
3. Sala de operadores.
4. Laboratorio para extracción de muestras de gas y aceites.

5. Sistemas auxiliares (desagüe, drenajes, electricidad).
6. Trampas receptoras de diablos.
7. Sistemas de electricidad de emergencia (generador diesel).

La estación de medición tendrá comunicación permanente mediante fibra óptica y radioenlace con la planta Hokchi.

I.3.2. Sistemas de aislamiento.

El objetivo principal de los sistemas de aislamiento y/o seguridad es la eliminación o mitigación de los posibles riesgos identificados por la operación de las instalaciones cumpliendo diversos aspectos, tales como:

- Prevención, control y/o eliminación de posibles riesgos potenciales desde la etapa de diseño.
- Mitigar los riesgos por la reducción de las consecuencias potenciales (disminuyendo inventarios de equipos, sistemas de detección, paros automáticos e instalaciones de purga, diques y sistema de drenaje.
- Simplificación de controles y diseño de equipos para disminuir los requerimientos de mantenimiento.
- Considerar que el riesgo debe ser minimizado tan bajo como sea posible.
- La gestión de riesgos y respuesta a emergencias seguirá una jerarquía de prioridad:
 1. Integridad Personal.
 2. Protección al medio ambiente.
 3. Protección de la infraestructura.

Sistema de prevención y control de fuentes de ignición.

Las posibles fuentes de liberación (bridas, accesos, rejillas, etc.) serán identificadas, clasificando las áreas peligrosas de acuerdo a API RP 505 para definir los requisitos de la división de equipos eléctricos en condiciones normales de operación. En lo posible, los equipos eléctricos estarán ubicados en áreas no peligrosas, en caso contrario la selección de equipos eléctricos será especificada para trabajar en zonas de clasificación peligrosa. El equipo eléctrico instalado en zonas exteriores como mínimo deberá ser adecuado para el uso en Clase 1, Div. 2, Grupos "C y D".

La estructura de la plataforma, por su naturaleza de construcción de acero, será protegida contra relámpagos. Todos los equipos metálicos no eléctricos, tanques y patines, incluyendo todas las estructuras y tuberías deberán ser conectados a tierra.

Sistema de protección contra explosión.

Las instalaciones costa afuera (plataformas) y costa adentro (Planta Hokchi Paraíso) manejan grandes cantidades de hidrocarburos líquidos y gaseosos con gran potencial de generar una explosión, por lo que se requieren medidas de prevención y medidas de mitigación para minimizar el potencial de pérdida de vidas y afectaciones a las instalaciones, algunos aspectos importantes a considerar serán los siguientes:

- Correcto espaciamiento de equipos y estructuras, maximizando la ventilación, reduciendo el potencial de explosión y sobrepresión.
- Paredes a prueba de explosión para protección de edificios, cuartos de control y sistemas de seguridad (bombas contra incendios, botes salvavidas, equipo de proceso etc.).
- Equipos, estructuras y tuberías en las zonas de proceso diseñados para resistir explosiones y sobrepresiones.
- Protección a las funciones de emergencia (tuberías, sistemas de diluvio, UPS, comunicaciones, iluminación) contra los efectos de explosión directa o cargas de choque.

Sistema de protección pasiva contra incendio.

La protección pasiva contra incendios (PFP) se aplicará en estructuras para proteger contra el colapso estructural durante las primeras etapas de un incendio, eliminando un aumento catastrófico de los eventos y posteriormente obstaculizar o impedir la fuga para favorecer la evacuación a un punto de reunión.

Sistema de detección de gas y fuego.

La detección de fuego y gas se utilizará para detectar un incendio o fuga de gas tan pronto como sea posible e iniciar alarmas y acciones para una adecuada protección del personal. Los componentes de costa afuera y costa adentro definen zonas de fuego para la detección de fuego y gas basada en la separación y/o barreras físicas.

El sistema de detección de gas y fuego (SDFG) será independiente del sistema digital de monitoreo y control de procesos (SDMCP) y el sistema de paro por emergencia (SPPE). Estos sistemas comprenden las capas de protección de cada instalación.

Los dispositivos del Sistema de gas y fuego (detectores, estaciones manuales de alarma, alarmas, etc.) en Plataformas Central y Satélite, se conectarán punto a punto con su correspondiente Tablero de detección y alarma, estos Tableros de detección y alarma notificarán su estado mediante fibra óptica al Controlador Electrónico Programable (CEP) del Sistema de detección de gas y fuego (SDFG) instalado en el cuarto de control en tierra (Hokchi Planta Hokchi Paraíso).

Se mostrará la ubicación de la detección de fuego y gas de la zona mediante una interfaz Human-Machine (HMI). La estación de alarma SDFG estará situada en un lugar seguro con personal las 24 hrs.

Los cuartos de control de las instalaciones se protegerán con sistemas de supresión de fuego con base de agente limpio.

Los cuartos de control de las plataformas y el de la instalación terrestre estarán provistos de un sistema de supresión de incendios automático vinculado al sistema de detección de gas y fuego (SDFG).

Sistema de detección de incendios.

La función del sistema de detección de incendios es la de detectar la presencia de fuego en las instalaciones, alertar al personal una vez que el fuego se detecta con su ubicación e iniciar la función automática de los sistemas de seguridad.

El sistema incluirá los siguientes dispositivos:

- Detectores de flama.
Instalados en plataformas y Planta Hokchi Paraiso con objeto de generar función de alarma para alertar al personal para su posterior evaluación y definición de acciones.
- Detectores de humo.
Instalados en cuartos de control y conductos de admisión.
- Tapones fusibles.
Instalados en áreas de proceso, bombas, generadores, equipos presurizados, equipos con hidrocarburos, diseñados e instalados de acuerdo a API-RP-14C.
- Detectores de calor.
Instalados en los gabinetes de la turbina; una vez confirmado el fuego sobre el gabinete se activarán los sistemas de agua nebulizada interno proporcionado por el proveedor de turbinas.

Sistema de detección de gases inflamables.

El sistema de detección de gases inflamables supervisará de manera continua todos los espacios de la instalación donde se de la probabilidad de existencia de una atmósfera inflamable, alertará de manera automática a todo el personal a bordo de la planta por la presencia y ubicación de una atmósfera inflamable e iniciará las acciones ejecutivas a fin de mitigar las consecuencias de liberación de un gas inflamable.

El sistema se compondrá de los siguientes dispositivos:

- Detección de gases inflamables de infrarrojo en puntos específicos.
Controlarán las acumulaciones de gas en un 20% del Límite Inferior de Explosividad (LIE) para propósitos de alarma y estarán ubicados en las siguientes áreas:
 - ✓ A favor y en contra de posibles fuentes de fugas en el área de proceso cubiertas.
 - ✓ Dentro de paquetes de generador de turbina (compresor, generador de emergencia).
 - ✓ Conductos de admisión y edificios.

- ✓ En cuartos de control puertas de salida.
- Detección de gases inflamables de infrarrojos en espacios abiertos. Controlarán la migración de acumulaciones de gas inflamable en un Medidor de Límite Inferior de Explosividad (LIE) y serán ubicados en la periferia de cada zona de fuego.
- Detección de hidrógeno. Serán proporcionado para controlar la acumulación de hidrógeno en un 10% LEL para propósitos de alarma. La instalación de detectores de hidrógeno será para los cuartos de baterías.

Estaciones de alarmas manuales de incendio.

Las estaciones de alarmas manuales se localizarán en:

- A lo largo del área de la planta de proceso y a lo largo de las rutas de escape.
- En la parte superior y la parte inferior de escaleras.
- En las entradas / salidas para todos los edificios.
- En áreas comunes.

Cada MAC contendrá un interruptor de incendios, abandono y alarma general, la activación de cada una de ellas deberá provocar las siguientes acciones:

- En caso de incendio causará cierre total de la planta, seguido por el vaciado automático, arranque de bomba contra incendio y las respectivas válvulas de diluvio.
- En caso de abandono causará cierre total de la planta, seguido por el vaciado automático y con señal de evacuación de personal.
- En caso de alarma general provoca una alarma general.

El funcionamiento de cualquier MAC inicia con alarmas sonoras y las luces estroboscópicas en lugares seleccionados en toda la planta.

Paro de emergencia.

Una vez confirmado un incendio o la detección de gases se enviará una señal al Sistema de Paro por Emergencia (SPPE) para iniciar el procedimiento de paro de emergencia, enviando una señal para el arranque de bombas contra incendio, la abertura de válvulas de diluvio y el vaciado de las instalaciones.

Vaciado de equipos.

El vaciado de sustancias tiene el objetivo principal de proporcionar protección contra fallas de tuberías y equipos debido a un exceso de presurización, mitigando los riesgos por medio de la disminución de inventarios.

Los sistemas de alivio permitirán el desalojar el inventario líquido para mantener el contenido dentro de los límites de presión de diseño seguro, también se utiliza como protección contra el impacto de una expansión térmica dentro del equipo como consecuencia de la exposición a un incendio.

Los sistemas de vaciado trabajan en conjunto con el sistema de bloqueo para aislar y depresionar los equipos de proceso en caso de un incendio o de un incidente donde es indispensable la eliminación de la sustancia, por lo que los equipos estarán diseñados con códigos y normas aplicables, reduciendo la probabilidad de que un recipiente a presión o tuberías asociadas fallen por el exceso de presión.

Protección contraincendio.

Se instalarán sistemas de protección contraincendio en las plataformas offshore y en la planta de procesamiento en tierra. Estos sistemas serán independientes de los sistemas de polvo químico seco instalados en las plataformas o de los extintores portátiles.

Plataformas Central y Satélite.

Dentro de los requisitos de seguridad se contará con mecanismos de respuesta para cada situación de emergencia, disponiendo de recursos para controlar el evento extraordinario, incluyendo todos los dispositivos básicos de protección primaria y secundaria de los equipos y accesorios para dar respuesta inmediata.

Debido a la ubicación geográfica de los pozos costa afuera las plataformas autoelevables deberán estar diseñadas y equipadas para proporcionar los medios de salvamento y evacuación segura del personal bajo todas las posibles circunstancias de emergencia de manera inmediata, con dispositivos de seguridad, planos de localización de equipos de emergencia, adiestramiento y capacitación en emergencias y un Plan de Respuesta a Emergencia.

Los equipos de seguridad y estaciones contraincendio estarán certificados de acuerdo a reglamentos de compañías certificadoras perteneciente a IACS y USCG, incluyendo extintores tipo PQS de 20 lb., la red de contraincendio deberá cumplir con la normatividad de sistemas contraincendio a base de agua de mar en instalaciones costa afuera.

En la etapa de perforación, la plataforma autoelevable contará con monitores en el área de pozos, área de temblorinas, quemador y en el piso de perforación, con charola colectora de fluidos vertidos sobre el área de la rotaria instalada abajo del piso de perforación. Los monitores para protección al quemador estarán ubicados en ambas bandas de instalación del quemador de acuerdo a la proximidad y condiciones de operación.

Los sistemas contraincendio contarán con equipos principales y bombas de relevo con capacidad para alcanzar presión en toda la red hasta el último punto de localización de aspersores y monitores en plataforma, alimentados por bombas de pozo profundo (electrobombas) y de combustión interna (motobomba de contraincendio).

El sistema de agua contraincendio consistirá principalmente de:

- Bombas agua contraincendio (de acuerdo con la Norma NFPA 20).
El sistema de bomba de agua contraincendio se compondrá de 2 equipos idénticos

de motor diésel de elevación vertical. Cada bomba contará con un controlador de bomba y tanque de diésel. La bomba será dimensionada basada en la máxima demanda de agua.

Las bombas contraincendio serán alineadas una en operación normal y otra como de relevo. La bomba de relevo iniciará en un intervalo de tiempo predefinido en caso de que la bomba normal no cuente con la presión requerida. La secuencia de arranque de la bomba podrá ser iniciada por cualquiera de las siguientes opciones:

- Lectura de baja presión en los transmisores de presión situado en la descarga de la bomba.
 - Lectura de baja presión en la línea de detección de presión del control de la bomba.
 - Señal de arranque automático de la bomba causado por un fuego confirmado.
 - Interruptor manual remoto activado desde el cuarto de control.
 - Interruptor de arranque manual local activado en campo.
 - Las bombas contraincendio solamente podrán detenerse localmente en el controlador de la bomba.
- Sistema de distribución de agua contraincendio (de acuerdo con la Norma NFPA 24). El sistema de distribución de agua contraincendio estará compuesta por un anillo de red principal que suministra equipos contraincendio, tales como:
 - Carretes de manguera de agua / espuma.
 - Monitores contraincendio. Monitores para la protección del área de pozos, en el área de temblorinas, protección al quemador y en el piso de perforación.
 - Sistemas de pulverización de agua fijos.

El anillo contraincendio principal estará presurizado por la bomba jockey que será eléctrica.

- Sistemas de diluvio (de acuerdo con la Norma NFPA 15). Se instalarán sobre determinadas zonas de fuego con equipo que maneja hidrocarburos y estará compuesto por:
 - Válvula de diluvio.
 - Tuberías de diluvio "seco".
 - Boquillas de pulverización.

Las válvulas de diluvio serán electro-neumático tipo reguladora de presión y estarán

localizadas en una zona segura.

El sistema arrancará de manera automática o por medio de una operación manual desde el cuarto de control.

- Dispositivos del sistema contraincendio.
 - Sistema de contraincendio en el área de máquinas principales.
 - Formadores de espuma para combatir incendios pequeños en su etapa inicial de 60 gpm película acuosa formando espuma (AFFF) concentrado con tanque de almacenamiento y sistema de dosificación capaz de descarga a 90-gpm de 3% solución de espuma @ 100 psig.
Serán instalados en el proceso y las áreas donde hay de hidrocarburos líquidos.
 - Monitores. Se instalarán monitores en la periferia de las zonas de proceso con un gasto de 500 gpm a 100 psig de descarga de chorro o niebla.
 - Sistemas de protección activa contra incendios adicionales.
 - Sistema de extinción por gas (FM200).
 - Sistema de agua nebulizada para compresores y generadores de emergencia.
 - Cubierta integrada contra fuego en el Sistema de combate de incendios (DIFFS) para el helipuerto.
 - Formador de película acuosa resistente al alcohol (AR-espuma AFFF) en el Sistema para posibles incendios de metanol.
 - Extintores móviles y portátiles. Extintores de polvo químico seco de mano, de carretilla y extintores de CO₂ ubicados según resultados del análisis de riesgo de la instalación. Las cantidades de equipo Contraincendio portátil (extintores) será la que resulte de la aplicación de la NOM-002-STPS-2010 y la revisión del grado de riesgo de incendios.
- Procedimiento de evacuación
El medio preferido de evacuación de la plataforma será por helicóptero. En el caso de que la operación del helicóptero no sea factible debido a la entrada de humo o calor, el principal medio de evacuación será por bote salvavidas.

En las plataformas un medio preferido de evacuación será desde el embarcadero utilizado a bordo de la plataforma. Un medio alternativo de evacuación será por balsas salvavidas.
- Trajes completos de bomberos con sus respectivas hachas, además de lo requerido

por SOLAS-2009, MODU-2010 o cualquier otro reglamento internacional.

- Equipos de salvamento, seguridad y sistema contra incendio, cumpliendo con la normatividad nacional e internacional vigente (SOLAS, Código MODU y U.S. Coast Guard, según aplique).
- Botes salvavidas totalmente cerrados, autopropulsados, con avituallamiento de acuerdo al Convenio Internacional SOLAS, enmiendas y el Código Internacional de Dispositivos de Salvamento (IDS), siendo capaces de operar en condiciones meteorológicas por mar agitado, de acuerdo al código IDS, con sistema de arranque eléctrico y arranque hidráulico, independientes entre sí, que sean recargables, además de paro manual, señalización e instrucciones de operación en idiomas español e inglés. Podrán contar con la capacidad de ir adelante y atrás, con la asignación completa de personas y autonomía de 24 horas. La capacidad de los botes salvavidas deberá cubrir el 100% de la capacidad total del personal asignado a la instalación.
- Balsas inflables de acuerdo al Reglamento Internacional SOLAS y sus enmiendas.
- Chalecos salvavidas suficientes para el 150% de la ocupación, cumpliendo los requisitos establecidos en el Código Internacional de Dispositivos de Salvamento (Código IDS), Convenio Internacional SOLAS, Norma Oficial Mexicana NOM-006-SCT4-2015.
- Aros salvavidas con sus respectivos dispositivos de acuerdo al Reglamento Internacional de SOLAS y sus enmiendas y contenedores con capacidad para los chalecos salvavidas.
- Detectores portátiles de gas combustible y H₂S con sus respectivos cargadores y kits de calibración para detectores portátiles de gas y explosímetro. Los detectores contarán con sensores en las áreas principales de riesgo.
- Sensores en la administración de aire a los lugares confinados con alarma audible y visible.
- Sistema de respaldo de energía en caso de interrupción de energía.
- Equipo auxiliar de seguridad multiprobador de gases y calibrador para detectores portátiles de gas, al detectar presencia de gas en la instalación, incluyendo paquete básico de seguridad industrial para cuantificar concentraciones de gas sulfhídrico H₂S, detector múltiple portátil electrónico para gases con un rango de 0-99 ppm de H₂S y con un rango de 0-99% de CH₄.

Los elementos que integran el sistema de detección de gas y fuego que deberán verificarse para el cumplimiento de los requerimientos de Hokchi Energy son:

- a) Tableros de control y señalización.
- b) Sensores de CH₄ (gas combustible).
- c) Sensores de H₂S (gas sulfhídrico).

- d) Sensores de humo.
 - e) Sensores de fuego.
 - f) Sensores de hidrogeno (cuartos de baterías).
 - g) Detector múltiple portátil electrónico para H₂S y CH₄.
 - h) Equipo de calibración.
 - i) Señalización.
- Conos de viento.
 - Sistema de evacuación, rescate y escape, cumpliendo con la normatividad Internacional SOLAS-2014 (Safety of Life at Sea; Seguridad de la vida humana en el mar), Código MODU-2010 Capítulo 10 "Dispositivos y equipo de salvamento", Código Internacional de Dispositivos de Salvamento (Código IDS) y la Resolución MSC.81 (70) del Comité de Seguridad Marítima de la Organización Marítima Internacional.
 - Señalización en cualquier idioma y español, y la cantidad se definirá de acuerdo a las características del equipo. El tamaño de las señales de seguridad e higiene cumplirán con las dimensiones de la señales de seguridad e higiene de la NOM-026-STPS-2008 colores y señales de seguridad e higiene.
 - Instrucciones y figuras en varios lugares visibles de la instalación para la evacuación de la plataforma a un lugar de resguardo seguro y coordinación con control marino cuando se prevean tormentas fuertes.

Los elementos mínimos que deben integrar el sistema de evacuación, rescate y escape son:

- a) Botes de salvamento y accesorios.
- b) Balsa salvavidas.
- c) Chalecos salvavidas y contenedores de resguardo.
- d) Alarmas visibles y audibles.
- e) Canastillas para transporte de personal.
- f) Sistema de escape del chango.
- g) Aros salvavidas.
- h) Equipos de respiración de cascada y autónoma de presión positiva equipo autónomo de respiración (SCBA) instalados en las áreas de piso de perforación, bombas de lodos, áreas de respectivos manifolds.
- i) Resucitador de oxígeno.
- j) Rutas de escape (heliplataforma, muelle y habitacional).
- k) Planos y diagramas de los sistemas de detección y alarmas.
- l) Croquis de identificación de las zonas monitoreadas.
- m) Manuales y catálogos de equipo instalado.
- n) Especificaciones del equipo y materiales.
- o) Inventario de equipos instalados.
- p) Programa de inspección de mantenimiento y pruebas de los sistemas de detección.
- q) Procedimientos de inspección, mantenimiento y pruebas de los sistemas de detección.

- r) Registros de las inspecciones, mantenimiento y pruebas de los sistemas de detección.
- s) Procedimientos de operación de los sistemas.
- t) Certificado de los equipos de medición (explosímetros, detectores portátiles multigases, entre otros).
- u) Heliplataforma con dispositivos de seguridad como: malla periférica, anclaje de helicópteros, medios de desagüe para evitar acumulación de líquidos, equipo de contraincendio, sistema de detección de gas y fuego (alarmas visuales y audibles), luces de situación, de emergencia, de ayuda a la navegación, luces alternas amarillas y azules como referencia visual del sistema de aterrizaje para facilitar la realización de operaciones durante condiciones de baja visibilidad en la noche o mal tiempo o situaciones comprometidas, iluminación de obstáculos (grúas).
- v) Helicopteros provistos de equipo de radiocomunicaciones necesario para la seguridad de vuelo que determine la SCT y la DGAC,
- x) Sistema de comunicaciones, sistema de radio transmisión y dispositivo para intercomunicación, radio de UHF y VHF banda marina, radiotransmisor-receptor completo VHF-AM banda marina, radioteléfono marino, radiotransmisor marino VHF de canales con antena acoplada fija, dispositivo totalmente automático de intercomunicación en el equipo flotante (interfono) por lo menos con 20 estaciones para intercomunicación entre los distintos puntos importantes de mando, magna voces portátiles, sistema de alarma general y/o incendio de acuerdo al SOLAS.
- y) Consultorio médico con mobiliario, equipo médico e instrumental para funcionar como consultorio en la atención del personal por urgencias contemplando lo estipulado en la Norma Oficial Mexicana NOM-178-SSA1-2010 que establece los requisitos mínimos de infraestructuras y equipamiento de establecimientos para la atención médica.
- z) Plan de Respuesta a Emergencias sujeto a los resultados de los posibles eventos de riesgo que pueden poner en peligro la integridad o existencia de los trabajadores y a la instalación. Todo el personal deberá estar familiarizado con las instrucciones del Plan de Respuesta a Emergencias y no deberá iniciarse ninguna operación en caso de que no sean favorables las condiciones de seguridad en la operación.

En el Anexo 8 se localiza la siguiente información:

- Plan de Respuesta a Emergencias de la Plataforma de Perforación A/E Cosl Hunter.
- Procedimiento de Gestión. Preparación y Respuesta a Emergencias

De acuerdo a los posibles escenarios de emergencia, el Plan de Respuesta a Emergencias contará con procedimientos de evacuación, puntos de reunión, roles, funciones y responsabilidades de cada persona que se encuentre a bordo de las instalaciones, brigadas directorio, designación del personal en la Unidad de Respuesta a Emergencias, programas de capacitación, entrenamiento y simulacros.

La reglamentación de simulacros de emergencia en las instalaciones costa afuera determinan la frecuencia de los simulacros tales como:

- a) Control en la entrada de fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como aceite, agua o gas (brotes).
- b) Combate de incendio.
- c) Alerta de gas.
- d) Abandono de plataforma.
- e) Hombre al agua.
- f) Hombre accidentado.
- g) Derrame de hidrocarburo o fluido de control.

Todas las recomendaciones derivadas de los simulacros, deberán revisarse y actualizarse, bajo la coordinación del responsable de la instalación, generando un plan de acción con tiempos de ejecución y responsables de acuerdo a la naturaleza de las mismas.

Instalaciones de procesamiento en tierra (Planta Hokchi Paraíso)

El Sistema de agua contra incendios en tierra contará principalmente con lo siguiente:

- Tanque de agua contra incendios (de acuerdo a Norma NFPA 22).
- Hidrantes contraincendio (de acuerdo a Norma NFPA 24).
- Bombas de agua contraincendio/tanque.
Se instalarán bombas centrífugas de agua conectados al tanque de almacenamiento de capacidad suficiente para satisfacer los requisitos de alta presión por un período de 6 horas.
- Sistema de distribución de agua contraincendio.
El anillo de la red principal del sistema de distribución de agua contraincendio serán enterrado, La profundidad de las líneas será lo suficientemente profunda para proteger las líneas de daños mecánicos.
- Hidrantes.
Los hidrantes estarán situados en las calles donde pasan las tuberías. El espaciado máximo entre cada uno será de 300 ft en zonas externas y de 150 ft en zonas de proceso.
- Puntos de reunión.
Con base a los resultados de los posibles eventos de riesgo dentro de las instalaciones terrestres, se definirán los puntos de reunión del personal donde

peramenecerá de manera segura.

- Rutas de evacuación.
Existirán dos diversas rutas de evacuación pudiendo dirigirse a la ruta más directa desde el peligro inmediato a una zona de menor riesgo, Estas rutas de evacuación serán fácilmente accesibles y marcadas. Los equipos y accesorios de seguridad y emergencias si están situados a lo largo de rutas de evacuación, deberán estar empotrados para no reducir el espacio de la ruta de escape.

Las rutas de evacuación principal serán hacia la parte exterior de la planta con un ancho libre mínimo de 1,22 metros y altura libre mínima de 2,2 metros sobre la base de buenas prácticas de ingeniería. Los requisitos mínimos para evacuar de OSHA son para un ancho libre mínima de 0.7 metros y una altura mínima de 2,0 metros.

La ruta de evacuación secundarias serán definidas donde las rutas de evacuación principales no son factibles y/o evacuar en sólo en una dirección; tendrán un ancho libre mínima de 1 metro y una altura libre mínima de 2.2 metros.

Las rutas de evacuación se definirán considerando lo siguiente:

- Las escaleras y los pasillos serán adecuados para el paso de una camilla llevando un herido.
 - Los cambios en las direcciones estarán minimizados.
 - Los cambios de elevación a lo largo de las rutas de evacuación se reducirán al mínimo y, en caso necesario, deberán alcanzarse mediante escaleras o rampas, escaleras de mano.
 - Rutas de evacuación en el extremo de cualquier plataforma o plataformas de acceso tendrán barandales que sirvan como guía cuando la visibilidad es baja.
- Plan de Respuesta a Emergencias.
Se contará con un Plan de Respuesta a las Emergencias identificadas en el estudio de Riesgo, el cual incluirá procedimientos, integración de brigadas, responsables de acciones, puntos de reunión, rutas de evacuación diagramas escenarios de riesgo, instituciones de apoyo externo; etc.

I.4 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.

1.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes.

La revisión y análisis de accidentes e incidentes anteriores dan el conocimiento real de las posibles causas, descontrol, emergencias u otras situaciones anormales en instalaciones similares, aspecto que ayuda a evitar la ocurrencia de los mismos creando la necesidad de desarrollar y actualizar los análisis de riesgo, incrementando la seguridad industrial, seguridad operativa, la protección al medio ambiente y las comunidades, eliminando o disminuyendo las causas que originan los eventos extraordinarios con el correcto manejo de instalaciones, equipos y sistemas, además del desarrollo de planes y procedimientos de respuesta a emergencias

como resultado de eventos de riesgo propuestos.

Instalaciones marinas.

En el caso de instalaciones marinas se han presentado 2 accidentes graves e instalaciones petroleras en el Golfo de México en los últimos 30 años, siendo la explosión de la Plataforma DeepWater Horizon en el 2010 (operada por British Petroleum) y la explosión del Pozo Ixtoc I en 1979 (perforado por Pemex).

Plataforma Deepwater Horizon.

La plataforma Deepwater Horizon se localizaba a 80 km de la costa sureste de Luisiana (EE.UU.) y operada por la compañía British Petroleum (BP).

Era una de las plataformas de perforación más grandes de aguas profundas y ultra-profundas con más de 1500 metros de profundidad. Su diseño semi- sumergible, de posicionamiento dinámico, de 121 metros de largo y 78 metros de ancho, contando con una profundidad máxima de perforación de 9.100 metros y capacidad de alojamiento hasta de 130 miembros de la tripulación.

Se estaba en la fase final de la perforación del pozo Macondo, cuando el 20 de abril del 2010 se presentó una explosión e incendio. El accidente se produjo durante la construcción de una estructura de cemento a más de 1500 m de profundidad, siendo la que conecta los tubos de perforación con las conducciones que llevan el petróleo hacia la superficie. Aparentemente la inyección de cemento provocó que gas natural subiera por la tubería provocando la explosión e incendio en la superficie para que finalmente después de 48 horas de fuego no controlable, la plataforma terminó hundiéndose el 22 de abril de 2010.

Como consecuencia de la explosión e incendio se provocó un enorme derrame de petróleo, mezclado con metano provocado por la dificultad de sellar varias fugas en las tuberías del fondo marino. Hasta julio de 2010 el pozo Macondo fue sellado estimando una fuga casi cinco millones de barriles de petróleo.

Pozo Ixtoc I.

Fue un pozo marino en el Golfo de México, a 94 km al noreste de Ciudad del Carmen, Campeche iniciando su perforación el 1º de diciembre de 1978.

El 3 de junio de 1979 al perforar a 3627 metros de profundidad se produjo el incidente de pérdida de la barrena y la circulación de lodo de perforación, perdiendo la estabilidad de la perforación y provocando una explosión de alta presión, descontrolando el pozo y produciendo un enorme derrame de crudo, adicionalmente el petróleo se incendió debido a una chispa y la plataforma se derrumbó. Las corrientes marinas llevaron el petróleo hasta las zonas costeras de Campeche, Tabasco, Veracruz y Tamaulipas.

El 9 de marzo de 1980 se apagó totalmente el fuego del Ixtoc I después de varios días de inyectar agua de mar por dos pozos de alivio, y el 27 de marzo quedó sellado, concluyendo el 5 de abril los trabajos de taponamiento.

De acuerdo a cifras oficiales, en el periodo de casi diez meses del 3 de Junio de 1979 al 27 de Marzo de 1980 durante los trabajos de taponamiento, se derramaron aproximadamente 300,000 toneladas de crudo.

Algunos de los incidentes a nivel internacional de 1980 a 2007 en Canada, Reino Unido, Noruega y los Estados Unidos, presentados en las fases de perforación exploratoria, perforación de desarrollo, terminación y trabajos de Wireline se muestran a continuación.

Tabla I.29 Relación de incidentes ocurridos en plataformas marinas.

Fecha	Tipo de Evento	Descripción	País	Profundidad (m)	Tipo de Instalacion
9/7/2007	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	28	Plataformas autoelevable
19/11/2006	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	15	Plataformas autoelevable
4/30/2006	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	736	Semisumergible
3/8/2005	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	49	Plataformas autoelevable
6/1/2004	Reventón (undergroundflow)	Sólo flujo subterráneo	US/GOM OCS	32	Plataformas autoelevable
2/9/2004	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	50	Jacket
9/2/2003	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	15	Buque Sonda
7/3/2003	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	UK	161	Semisumergible
11/14/2002	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	64	Plataformas autoelevable, Jacket
9/19/2002	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	UK	40	Plataformas autoelevable
9/7/2002	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	120	Semisumergible

Fecha	Tipo de Evento	Descripción	País	Profundidad (m)	Tipo de Instalacion
8/9/2002	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	69	Plataformas autoelevable
7/13/2001	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	28	Plataformas autoelevable
5/10/2001	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	96	Jacket ,Plataformas autoelevable
3/1/2001	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado	US/GOM OCS	58	Plataformas autoelevable, Jacket
11/18/2000	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	26	Plataformas autoelevable
7/30/2000	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado	UK	90	Plataformas autoelevable
7/1/2000	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado	UK	0	Semisumergible
4/7/2000	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado	US/GOM OCS	89	Jacket
3/22/2000	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado	US/GOM OCS	18	Plataformas autoelevable
2/28/2000	Reventón	Totalmente descontrolado flujo en zona profunda	US/GOM OCS	678	Semisumergible
1/12/2000	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	94	Plataformas autoelevable
1/5/2000	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	76	Plataformas autoelevable
1/2/2000	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	10	Plataformas autoelevable
2/10/1999	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	902	Semisumergible
3/2/1998	Reventón (undergroundflow)	Sólo flujo subterráneo	US/GOM OCS	11	Plataformas autoelevable
1/6/1998	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	25	Plataformas autoelevable

Fecha	Tipo de Evento	Descripción	País	Profundidad (m)	Tipo de Instalacion
11/1/1997	Reventón (undergroundflow)	Flujo subterráneo, principalmente el flujo superficial limitada	US/GOM OCS	342	Semisumergible
31/05/1997	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	18	Plataformas autoelevable
4/1/1997	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	73	Jacket
3/20/1997	Reventón (undergroundflow)	Sólo flujo subterráneo	Noruega	72	Plataformas autoelevable
12/3/1996	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	43	Jacket, plataformas autoelevable
27/11/1996	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	12	Plataformas autoelevable
11/10/1996	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	38	Plataformas autoelevable
9/23/1996	Reventón (undergroundflow)	Sólo flujo subterráneo	Noruega	365	Semisumergible
7/1/1996	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	UK	0	Jacket
1/24/1996	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	103	Jacket, plataformas autoelevable
1/3/1995	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	8	Plataformas autoelevable
18/04/1993	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	58	Plataformas autoelevable
2/25/1993	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	64	Jacket, plataformas autoelevable
12/26/1992	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	60	Plataformas autoelevable
11/22/1992	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	26	Plataformas autoelevable

Fecha	Tipo de Evento	Descripción	País	Profundidad (m)	Tipo de Instalacion
3/12/1992	Reventón (undergroundflow)	Sólo flujo subterráneo	US/GOM OCS	78	Semisumergible
11/11/1991	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	24	Plataformas autoelevable
10/28/1991	Reventón	Totalmente descontrolado flujo, desde una superficial	US/GOM OCS	29	Plataformas autoelevable
5/8/1991	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	35	Plataformas autoelevable
10/14/1990	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	36	Jacket, plataformas autoelevable
7/8/1990	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	66	Plataformas autoelevable
30/05/1990	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	41	Jacket, plataformas autoelevable
3/1/1990	Reventón (undergroundflow)	Sólo flujo subterráneo	US/GOM OCS	10	Desconocida
12/7/1989	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	150	Semisumergible
12/1/1989	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	28	Plataformas autoelevable
11/12/1989	Reventón (undergroundflow)	Flujo subterráneo, principalmente el flujo superficial limitada	US/GOM OCS	190	Jacket
4/14/1989	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	64	Semisumergible
3/26/1989	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	29	Plataformas autoelevable
1/20/1989	Reventón (undergroundflow)	Flujo subterráneo, principalmente el flujo superficial limitada	Noruega	68	Semisumergible
1/8/1989	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	64	Plataformas autoelevable

Fecha	Tipo de Evento	Descripción	País	Profundidad (m)	Tipo de Instalacion
9/22/1988	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	UK	94	Semisumergible
6/1/1988	Reventón (undergroundflow)	Sólo flujo subterráneo	Noruega	70	Semisumergible
29/05/1988	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	263	Jacket
2/25/1988	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	528	Semisumergible
12/17/1987	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	29	Plataformas autoelevable
6/19/1987	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	35	Plataformas autoelevable Plataformas autoelevable
3/20/1987	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	38	Plataformas autoelevable
12/22/1986	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	49	Plataformas autoelevable
11/23/1985	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	Noruega	135	Semisumergible
11/4/1985	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	UK	24	Plataformas autoelevable
10/6/1985	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	Noruega	221	Semisumergible
25/08/1985	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	30	Plataformas autoelevable
4/1/1985	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	54	Plataformas autoelevable
1/29/1985	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	144	Semisumergible
9/20/1984	Reventón (undergroundflow)	Sólo flujo subterráneo	Canada Este	0	Plataformas autoelevable

Fecha	Tipo de Evento	Descripción	País	Profundidad (m)	Tipo de Instalacion
9/14/1984	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	447	Semisumergible
9/10/1984	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	Noruega	96	Semisumergible
7/20/1984	Reventón (undergroundflow)	Sólo flujo subterráneo	US/GOM OCS	30	Plataformas autoelevable
2/22/1984	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	Canada Este	158	Semisumergible
07/02/1984	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	111	Semisumergible
10/25/1983.	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	72	Plataformas autoelevable
10/12/1983.	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	285	Jacket
20/08/1983.	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	90	Jacket
8/1/1983.	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	UK	122	Jacket
7/20/1983.	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	21	Plataformas autoelevable
26/05/1983.	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	198	Jacket
2/15/1983.	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	54	Plataformas autoelevable
2/11/1983.	Reventón (undergroundflow)	Sólo flujo subterráneo	US/GOM OCS	104	Jacket
10/21/1982	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	93	Jacket
5/15/1982	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	77	Jacket

Fecha	Tipo de Evento	Descripción	País	Profundidad (m)	Tipo de Instalacion
07/02/1982	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	43	Jacket
27/12/1981	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona superficial	US/GOM OCS	85	Semisumergible
19/10/1981	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo, desde una zona profunda	US/GOM OCS	15	Jacket
10/5/1981	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo en zona profunda	US/GOM OCS	56	Jacket
7/26/1981	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo en zona profunda	US/GOM OCS	12	Plataformas autoelevable
6/19/1981	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo en zona profunda	US/GOM OCS	10	Jacket
6/14/1981	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado	Noruega	261	Semisumergible
1/24/1981	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo en zona profunda	US/GOM OCS	69	Jacket
27/11/1980	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado	US/GOM OCS	17	Semisumergible
29/08/1980	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo en zona profunda	US/GOM OCS	29	Plataformas autoelevable
8/24/1980	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo en zona profunda	US/GOM OCS	85	Jacket
3/24/1980	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado	US/GOM OCS	96	Jacket
2/25/1980	Reventón (surfaceflow)	Totalmente descontrolado flujo en zona profunda	US/GOM OCS	15	Jacket

Fuente: MIDÉ TECHNOLOGY Corporation, la reducción del riesgo de perforación en aguas profundas, producido para la evaluación; Bureau de Ocean Energy Management, reglamentación y ejecución BOEMPRE, bajo subcontrato a la economía industrial, Inc., el 23 de agosto de 2010.

Ductos.

Referente al medio masivo de transporte y distribución de hidrocarburos más utilizado en el mundo son los ductos. No obstante que el avance tecnológico se hace patente en toda la infraestructura del transporte por ductos, el riesgo está siempre presente en la operación de los mismos. Por lo tanto, debe existir una vital atención en la Prevención, Control y Mitigación

de las principales causas de incidentes o accidentes en ductos, para coadyuvar al incremento de la seguridad y protección del medio ambiente.

Las principales causas de accidentes en ductos en operación y su probabilidad de ocurrencia son las siguientes:

- Corrosión: 41%.
- Falla de material: 25%.
- Golpes de maquinaria: 13%.
- Tomas clandestinas: 4.5%.
- Fisuras en soldaduras: 3%.
- Otras causas: 13.5%.

(www.imp.mx)

Los registros históricos de accidentes que comparan el transporte de hidrocarburos a través de ductos con los métodos de transporte por vía férrea, carretera y barcos, (United States Bureau of Transportation Statistics), la oficina de seguridad de Ductos de Transporte de los Estados Unidos de Norte América (DOT-Department of Transportation), el Instituto de Investigación de la Industria del Gas (GRI-Gas Research Institute), así como la investigación realizada por la PRCI (Pipeline Research Committee International); que actúan a través de la Oficina de Seguridad en Líneas de Conducción (OPS-Office of Pipeline Safety), muestran una distribución de las causas más comunes de incidentes en líneas de transporte, las cuales son referencia para complementar las medidas de seguridad preventivas.

Las estadísticas en cuanto a incidentes en ductos de transporte de hidrocarburos publicadas por la OPS del Departamento de Transporte en los Estados Unidos (DOT) para el periodo de 1986 a 2004, indican que se registraron 3 358 accidentes y pérdidas económicas por más de 859 millones 704 mil 426 dólares, siendo la corrosión y los daños por terceras partes las principales causas con mayor número de registros.

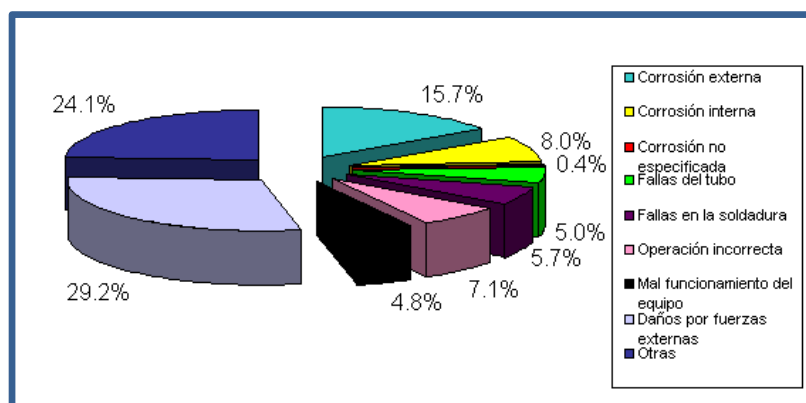


Figura I. 33 Datos estadísticos de fallas emitidos por la Office of Pipelines Safety (OPS) (1994-2000)

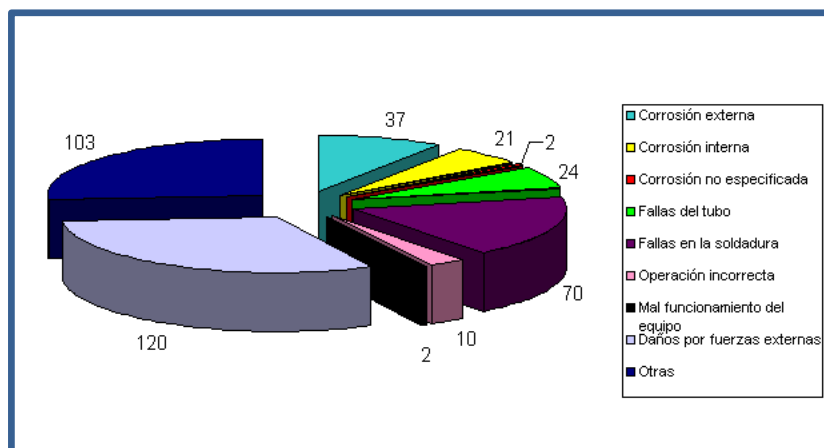


Figura I.34 Pérdidas económicas en líneas de transporte de líquidos peligrosos (1994-2000)

Total Pérdidas Económicas = 389 MM Dólares

6° Congreso internacional de ductos 2002 Mérida; del 2° Congreso Internacional de Ingeniería Civil 2002 Puebla; del 6° Foro Regional de ductos 2002 Coatzacoalcas, Ver; Encuentro y Exposición internacional de Tecnología Petrolera 2003 Veracruz. Offshore Mechanics and Arctic Engineering Omae 2003 Cancún México.

Asimismo la Agencia de Seguridad de Inglaterra determinó que los tipos de fallas más comunes ocurridos en el periodo de 1970 a 1995 son:

- Daños por terceras partes: 31%.
- Causas no identificadas: 22%.
- Operaciones incorrectas (error humano, falla de equipo): 19%.

Algunos de los accidentes más relevantes reportados en S.O.N.A.T.A. (Summary of Notable Accidents in Technical Activities) derivados de la extracción, almacenamiento, transporte, manejo y uso de sustancias peligrosas, son los siguientes:

Tabla I.30 Accidentes en Instalaciones

Fecha	Evento	Compañía	Cantidad Liberada	Lugar
Abril de 2000.	Derrame de combustible.	Potomac Electric.	140,400 gal.	-
Marzo de 2000.	Derrame de gasolina.	Explorer Pipeline.	564,000 gal.	Greenville TX.
Febrero de 2000.	Ruptura de línea y derrame de diesel al río Tennessee.	Colonial.	53,550 gal.	Knoxville TN.
Enero de 2000.	Derrame de gasolina.	Marathon Ashland.	900,000 gal.	Winchester KY.
Junio de 1999.	Derrame de gasolina, fuego y explosión, mata a tres niños.	Olympic.	250,000 gal.	Bellingham WA.
Marzo de 1999.	Fuga por golpe y derrame de gasolina.	Williams.	630,000 gal.	Will County IL.
Noviembre de 1996.	Derrame de diesel.	Colonial.	84,700 gal.	Murfreesboro TN.
Junio de 1996.	Derrame de combustible en río.	Colonial.	960,000 gal.	Greenville SC.
Mayo de 1996.	Ruptura de línea, derrame de gasolina al río.	Marathon.	475,000 gal.	Gramercy la.
Septiembre de 1995.	Derrame de gasolina.	Coastal States.	105,000 gal.	Bee County TX.
Junio de 1995.	Derrame de gasolina, contaminación de agua, suelo y dos lesionados.	Marathon.	218,000 gal.	Clinton OH.
Octubre de 1994.	Ruptura de líneas, derramando crudo y gasolina, 1,853 personas dañadas.	Colonial & Texaco.	2.4 millones de galones.	San Jacinto River TX.
Julio de 1994.	Derrame de gasolina y aceite.	Badger Pipeline.	130,000 gal.	Oak Brook IL.
Marzo de 1992.	Derrame de combustible.	AMOCO.	126,000 gal.	Delta County MI.
Marzo de 1993.	Derrame de combustible en el cuerpo de agua Sugarland Run, vertiente que alimenta al río Potomac, suministro de agua cortado por varios días y contaminación del aire.	Colonial Pipeline.	408,000 gal.	Reston VA.
Enero de 1992.	Derrame de gasolina y diesel.	Williams Pipeline	200,000 gal.	Renner SD.
Diciembre de 1992.	Explota tubería de líquidos volátiles, lesionando a seis personas.	Phillips.	Líquidos.	Aurora CO.
Diciembre de 1991.	Derrame de combustible.	Colonial Pipeline.	546,000 gal.	Greenville SC.
Diciembre de 1990.	Derrame de naptha.	Coastal Derby	447,720 gal.	Sedgwick County KS
Agosto de 1990.	Derrame de combustible para la aviación.	GATX.	420,000 gal	Carteret NJ.

Office of Pipeline Safety (OPS).

Durante el periodo comprendido entre los años de 1997 a 2001 la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) analizó los diversos medios de transporte de hidrocarburos tales como: transporte por ductos, transporte marítimo y transporte carretero por autotanques, donde se analizó cual medio de transporte presenta mayor cantidad de emergencias ambientales.

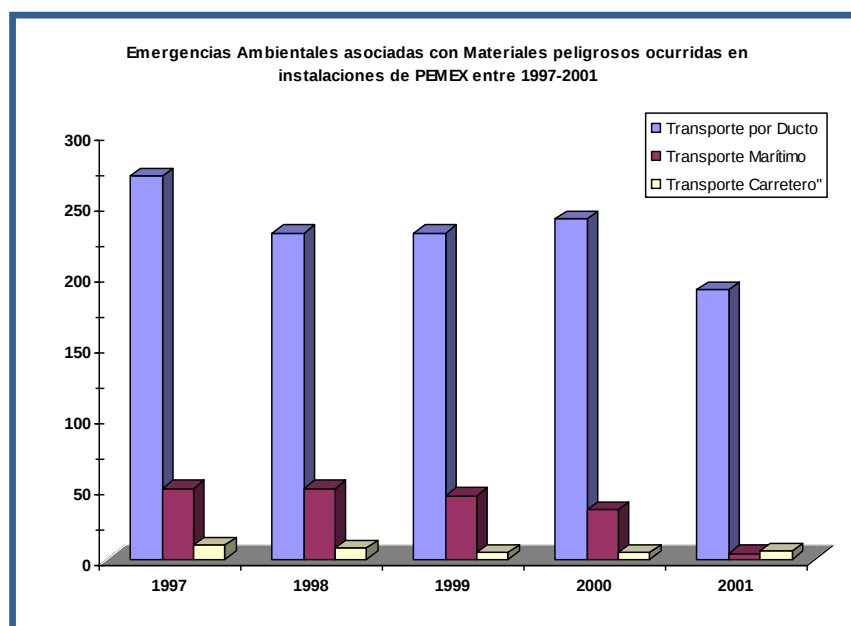


Figura I.35 Emergencias ambientales en diversos tipos de transporte

En el periodo de 1994 a 2003 las principales causas que originaron emergencias en la industria petrolera nacional con consecuencias importantes fueron los derrames de producto, contaminación y afectaciones por terceras partes por la población civil, donde lo más significativo son las tomas clandestinas en los derechos de vía con 304 casos, corrosión con 125 casos y golpes mecánicos con 6 casos.

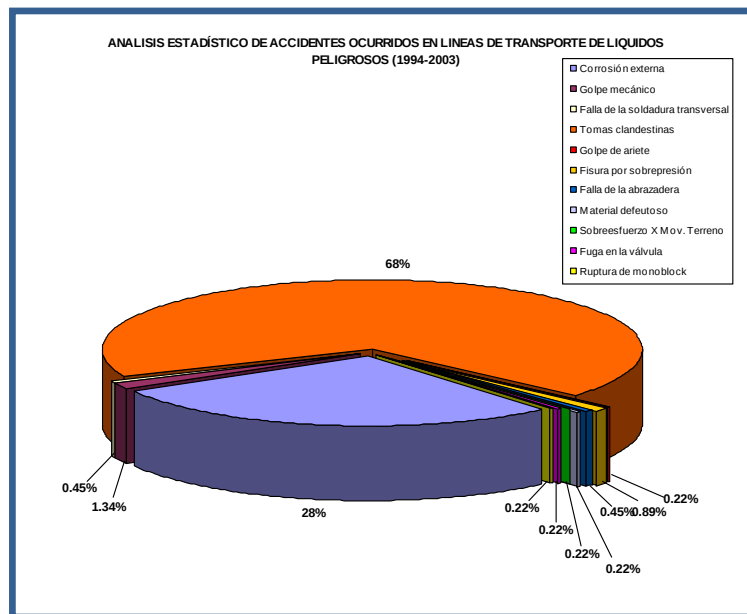


Figura I.36 Causas de accidentes en ductos

Los incidentes más frecuentes en el territorio nacional definidos como emergencias ambientales a nivel estatal son los siguientes:

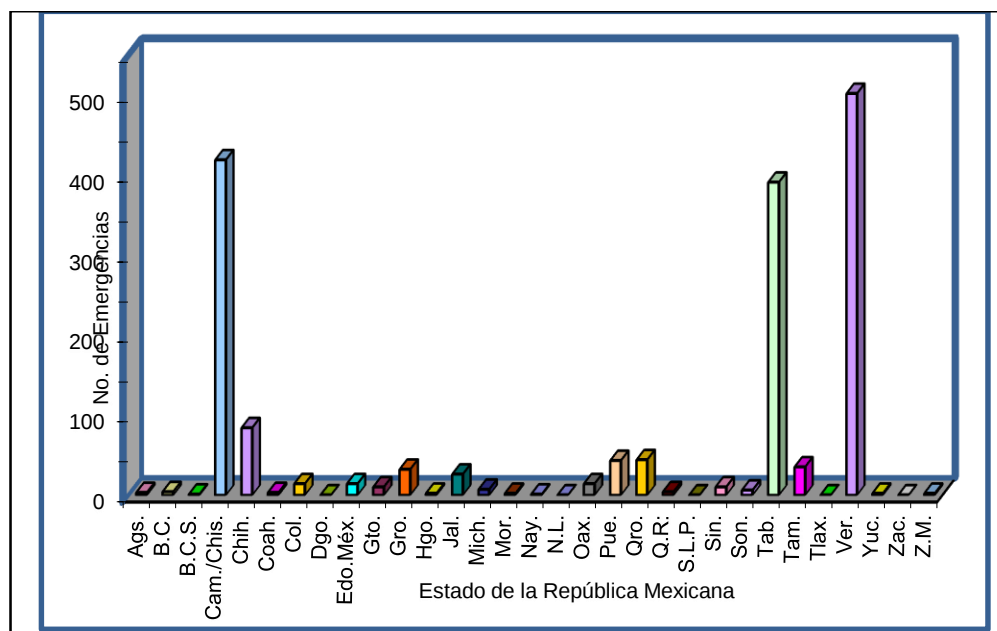


Figura I.37 Emergencias ocurridas en la industria nacional en el periodo 1997-2001

Análisis estatal

Como se muestra en la grafica anterior, los estados con mayor número de accidentes registrados en este periodo son Campeche/Chiapas con 419, Tabasco con 391 casos y Veracruz con 502 casos, representando el 77% de todas las emergencias del país.

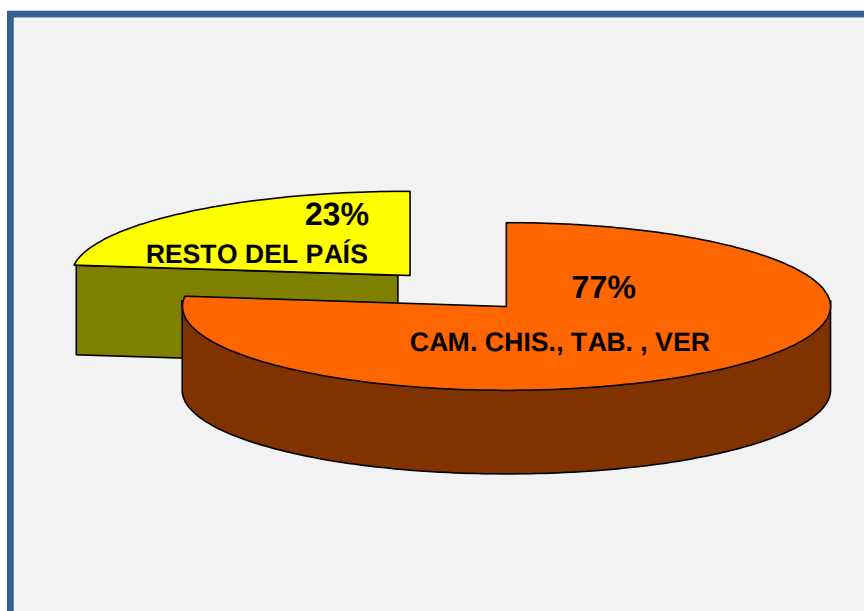


Figura I. 38 Estados que contribuyen con mayor número de emergencias

La mayoría de los accidentes mayores y el analisis 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.

En la actualidad, una vez presentado un incidente extraordinario, el personal responsable deberá evaluar la magnitud y grado de severidad de la contingencia, las cuales en algunas ocasiones son delimitadas por personal de Protección Civil u otras dependencias, o por la Secretaría de Marina, en el caso de instalaciones marinas. Asimismo, se deberá contar con mecanismos de comunicación de eventos extraordinarios entre la empresa, autoridades y personal que integra la Unidad de Respuesta a Emergencias, con el propósito de disminuir los tiempos de respuesta.

Tras la suspensión de actividades de bombeo, recepción o paro de secciones de proceso, se desarrolla la fase de control y análisis del incidente para posteriormente proceder a la evaluación de los daños ocasionados, estableciendo las acciones de caracterización/restauración de áreas afectadas, el analisis causa raíz, la sustitución, modificación y/o mantenimiento de la infraestructura afectada, finalizando con una actualización del análisis de riesgo existente.

I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización.

Dentro de las disposiciones gubernamentales en aspectos de seguridad, salud y protección ambiental esta el requerimiento de realizar estudios de riesgo ambiental durante el diseño de las instalaciones, previo a la construcción y durante la operación de instalaciones que manejan sustancias peligrosas, para lo cual es indispensable la identificación de posibles peligros que se pueden presentar.

Para la identificación de peligros existen una serie de técnicas que permiten una adecuada detección de peligros, así como su posterior valoración cualitativa y cuantitativa de riesgos presentes en cualquier proceso, a fin de minimizarlo o controlarlo.

Estas técnicas se basan en el trabajo multidisciplinario de expertos del proceso desde diferentes perspectivas de desempeño profesional, poniendo a trabajar de modo sistemático, analizando partes de dicho proceso y guiados por un facilitador, de tal manera que se detecten y analicen la mayor cantidad de las condiciones del proceso que puedan conducir a situaciones de peligro con diversos niveles de riesgo.

Como consecuencia del análisis sistemático, se proponen recomendaciones de mejora, realizando un seguimiento del cumplimiento de las mismas y para priorizar estas recomendaciones, se realiza la estimación del riesgo de cada escenario descrito.

Dentro de las técnicas de identificación de peligros en la fase de ingeniería conceptual, se cuenta con la Metodología HAZID (Hazard Identification) que tiene como objetivos el apoyo en la selección del mejor proceso, detecta peligros inaceptables del proceso, ayuda en el diseño de los procesos e identifica modificaciones fundamentales en el proceso que reduzcan el nivel de riesgo.

Por lo tanto, la metodología HAZID es una herramienta para la identificación de peligros, utilizada principalmente en el inicio de un proyecto tan pronto como está disponible información técnica como diagramas de flujo del proceso, balances de calor y masa, trazos de diseño; etc.; así como de la infraestructura existente, clima e información geotécnica que son una fuente de peligros externos.

Esta metodología es una herramienta de diseño y por medio de una técnica estructurada de lluvia de ideas típicas involucra al diseñador, personal de ingeniería, personal de gestión del proyecto y al personal para el arranque y operación de las instalaciones.

La composición del equipo multidisciplinario en las sesiones de HAZID incluyó las siguientes especialidades:

Tabla I.31 Especialidades para desarrollar HAZID

Núm.	Especialidad
1	Proyectos
2	Procesos
3	Automatización y control
4	Electricidad
5	Operaciones en instalaciones terrestres
6	Operaciones en instalaciones marinas
7	Operaciones de perforación
8	Mantenimiento
9	Seguridad ocupacional
10	Seguridad de procesos
11	Líder Medio Ambiente
12	Seguridad patrimonial
13	Reservas
14	Obras/construcción
15	Empresa de Ingeniería

Asimismo participaron las siguientes especialidades como apoyo por parte de HOKCHI:

Tabla I.32 Especialidades de apoyo por parte de HOKCHI ENERGY

Núm.	Especialidad
1	Gerente operaciones
2	Autoridad marina
3	Tutor tecnico en procesos
4	Consultor senior operaciones
5	Gerente seguridad de procesos
6	Telecomunicaciones
7	Ingeniero en seguridad
8	Líder estructural
9	
10	Gerente perforación
11	Ingeniero coordinador
12	Tecnico profesional en procesos
13	Gerente proyectos
14	Gerente tecnico procesos
15	Gerente seguridad de procesos, facilitador
16	Jefe tecnico procesos
17	Jefe tecnico tuberías

La Metodología HAZID desarrollada para la Opción 3B considera las siguientes instalaciones para que Hokchi Energy realice el procesamiento y tratamiento de hidrocarburos con las condiciones de calidad necesarias para su comercialización:

- Instalaciones marinas.
 - ✓ Plataforma satélite.
 - ✓ Plataforma central.
 - ✓ Oleogasoductos de interconexión de plataformas.
 - ✓ Oleogasoducto de interconexión de plataforma a tierra.
 - ✓ Ductos para inyección de agua.
- Instalaciones en tierra.
 - ✓ Sistema de control.
 - ✓ Sistema de generación/distribución eléctrica.
 - ✓ Sistema de captación, tratamiento e inyección de agua.
 - ✓ Sistema de proceso de aceite.
 - ✓ Sistema de proceso de gas.
 - ✓ Sistema de medición monofásica.
 - ✓ Sistema de bombeo y compresión.
 - ✓ Tanque de almacenamiento de crudo.
 - ✓ Tanque de almacenamiento de agua.
 - ✓ Oleoducto.
 - ✓ Gasoducto.

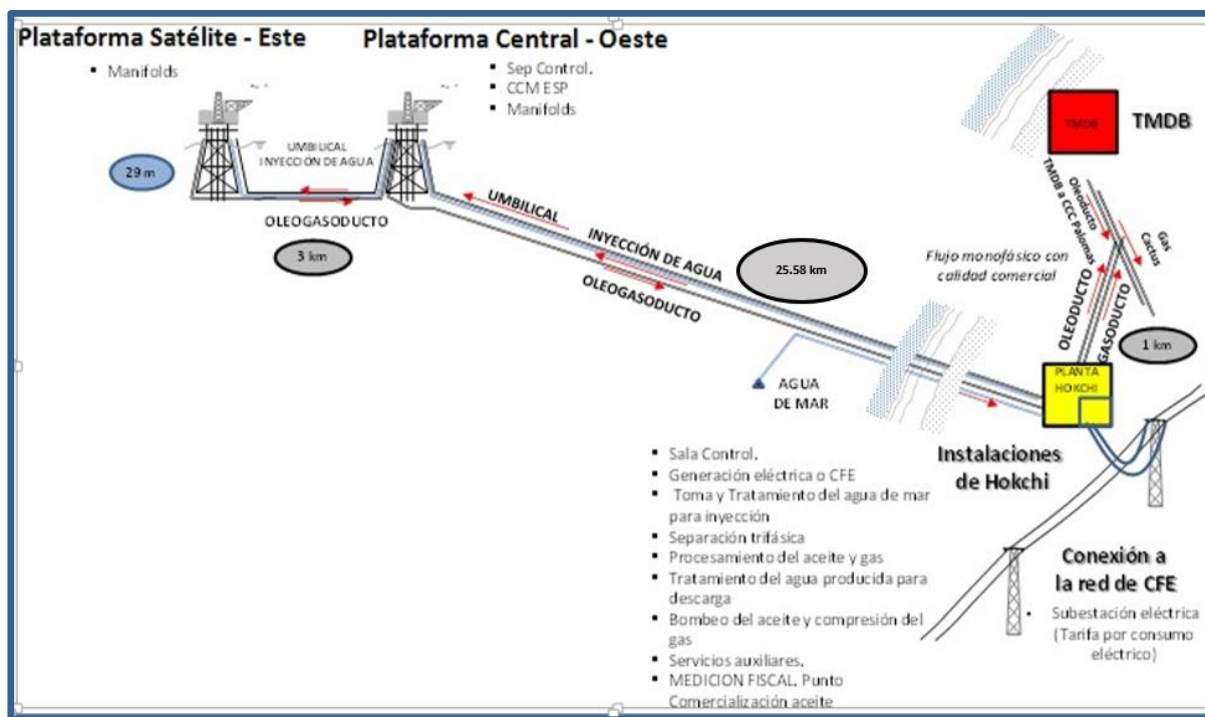


Figura I. 39 Instalaciones marinas y terrestres (Opción 3B)

La identificación de peligros se realizó en los siguientes modos de operación:

- Operación normal.
- Obra/Construcción/Montaje.
- Puesta en marcha y Paros.
- Mantenimiento.
- Situaciones de emergencias.
- Tareas simultáneas:
 - ✓ Construcción/Montaje y Perforación.
 - ✓ Operación y perforación.
 - ✓ Operación, Construcción, Operación/Interacción con terceros.
 - ✓ Sin límites en función a la estrategia de perforación, construcción y producción.

Para la realización de la metodología, se consideró la estructura de análisis siguiente:

Metodologia HAZID									
(1)	(2)	(3)	(4)		(5)			(6)	
Peligro	Consecuencia	Categoría	Salvaguardas	Comentarios	Matriz Riesgos			Recomendaciones	Responsable
					S	L	IR		

Definiciones.

(1) Peligro.

Identificación de la condición de peligro para los sistemas y subsistemas en que se dividirá el estudio. Se propondrá una lista guía de peligros para facilitar el ejercicio siendo analizado y completado por el facilitador basado en la experiencia de su actividad en sus operaciones.

(2) Consecuencia.

Potencial de afectación a las personas, a las instalaciones y al ambiente por el peligro identificado.

(3) Categoría.

Área de impacto de la consecuencia:

- Personas en el punto del peligro.
- Personas fuera del punto del peligro.
- Ambiente.
- Repercusiones (Afectación de la imagen de la empresa)
- Económico (A las instalaciones)

(4) Salvaguardas.

Identificación de medidas o salvaguardas clasificadas por su tipo y comentarios de cada una.

- Prevención.
- Detección.
- Control.
- Mitigación.
- Respuesta a emergencias.

(5) Matriz de Riesgo.

Valoración del índice de Riesgo (IR) o (RR) como la expresión de la combinación del nivel de severidad (impacto) y la frecuencia (probabilidad).

(6) Recomendaciones.

Relación de acciones descritas con claridad y a detalle a implementar desarrollando actividades en las siguientes etapas de la ingeniería, así como la identificación del responsable de la actividad.

En la aplicación de la metodología, se definen Sistemas y Subsistemas que contemplan las diversas instalaciones de acuerdo a los modos de operación previamente definidos.

La estructura de los Sistemas y Subsistemas es la siguiente:

Tabla I.33 Sistemas y Subsistemas para HAZID

Definición de Sistemas y Subsistemas para Aplicación de HAZID	
Sistemas	Subsistemas
Instalaciones marinas	
1 Plataforma central	1 Operación normal
	2 Construcción, obra y montaje
	3 Mantenimiento
2 Plataforma satélite	1 Operación normal
	2 Construcción, obra y montaje
	3 Mantenimiento
3 Ductos de interconexión Plataformas-Tierra (Oleogaseoducto/Ductos Inyección)	1 Operación normal
	2 Construcción, obra y montaje
	3 Mantenimiento
4 Puesta en operación/paros	
5 Instalaciones futuras	
6 Situaciones de emergencia	
7 Tareas simultaneas	
8 Interacción con terceros	
9 General	

Definición de Sistemas y Subsistemas para Aplicación de HAZID	
Sistemas	Subsistemas
Instalaciones Terrestres	
1 Proceso y servicios auxiliares	1 Operación normal
	2 Construcción, obra y montaje
	3 Mantenimiento
2 Ductos de entrega (Gasoducto y Oleoducto)	1 Operación normal
	2 Construcción, obra y montaje
	3 Mantenimiento
3 Puesta en operación/paros	
4 Instalaciones futuras	
5 Situaciones de emergencia	
6 Tareas simultaneas	
7 Interacción con terceros	
8 General	

Para el desarrollo de identificación de peligros con la metodología HAZID, se consideraron los siguientes documentos:

- Bases de diseño.
- Lay Out de instalaciones.
- Diagramas de bloques.
- Diagramas de flujo.
- Balances de materia y energía.
- Filosofías de seguridad, control y supervisión.
- Filosofía de comunicaciones.
- Listado de equipos.
- Listado de servicios auxiliares.
- Trayectoria preliminar de líneas principales.
- Características de conductores de plataformas.
- Estudios ambientales.
- Incidentes.
- Lecciones aprendidas en instalaciones similares.
- Instalaciones aledañas (industriales y poblacionales).
- Sustancias y productos químicos.

Identificación de peligros.

Etaapa 1.

Perforación y completacion de pozos.

Para la fase de perforación y completacion de pozos en las instalaciones de HOKCHI se definen los siguientes Sistemas que serán analizados con la metodología HAZID, identificando el peligro, fuente, consecuencia, evaluación de riesgos (personas, ambiente, infraestructura e imagen) y la identificación de barreras para prevenir, mitigar y controlar el evento.

Los Sistemas considerados, así como los peligros identificados, son los siguientes:

Tabla I.34 Definición de Sistemas para la Etapa 1

Sistema	Descripción	Peligros identificados
1	Alistamiento (Jack Up/Equipo Modular)	53
2	Movilización, instalación y desmovilización Jack Up/Equipo Modular hacia o desde el sitio	43
3	Instalación de complementos-operaciones de perforación y perfilaje	77
4	Ensayo de pozos	75
5	Abandono definitivo de pozos	81
6	Completación de pozos (WorkOver)/Intervenciones	96
7	Riesgos generales (Aplicables a todas las fases operativas)	54
8	Operaciones simultáneas (D & C-WC) Servicios-Producción	15
TOTAL		494

Matriz de Riesgo y Jerarquización.

Se considera una Matriz de Riesgo de 6x5 con niveles de riesgo Alto, Medio y Bajo dependiendo del nivel de severidad (impacto) y probabilidad (frecuencia) de la siguiente manera

Severidad (impacto).

Afectaciones a:

- Personas.
- Ambiente.
 - ✓ Magnitud del derrame (imagen).
 - ✓ Agua, aire, suelo, agua (paisaje).
- Instalaciones (daños directos e indirectos).

Probabilidad (frecuencia).

- Muy improbable en la industria.
- Improbable en la instalación u otro lugar.
- Improbable en la instalación pero puede ocurrir en instalaciones similares.
- Posibilidad que ocurra en la instalación.
- Posibilidad que se repita el evento en la instalación.
- Ocurrencia común en la instalación.

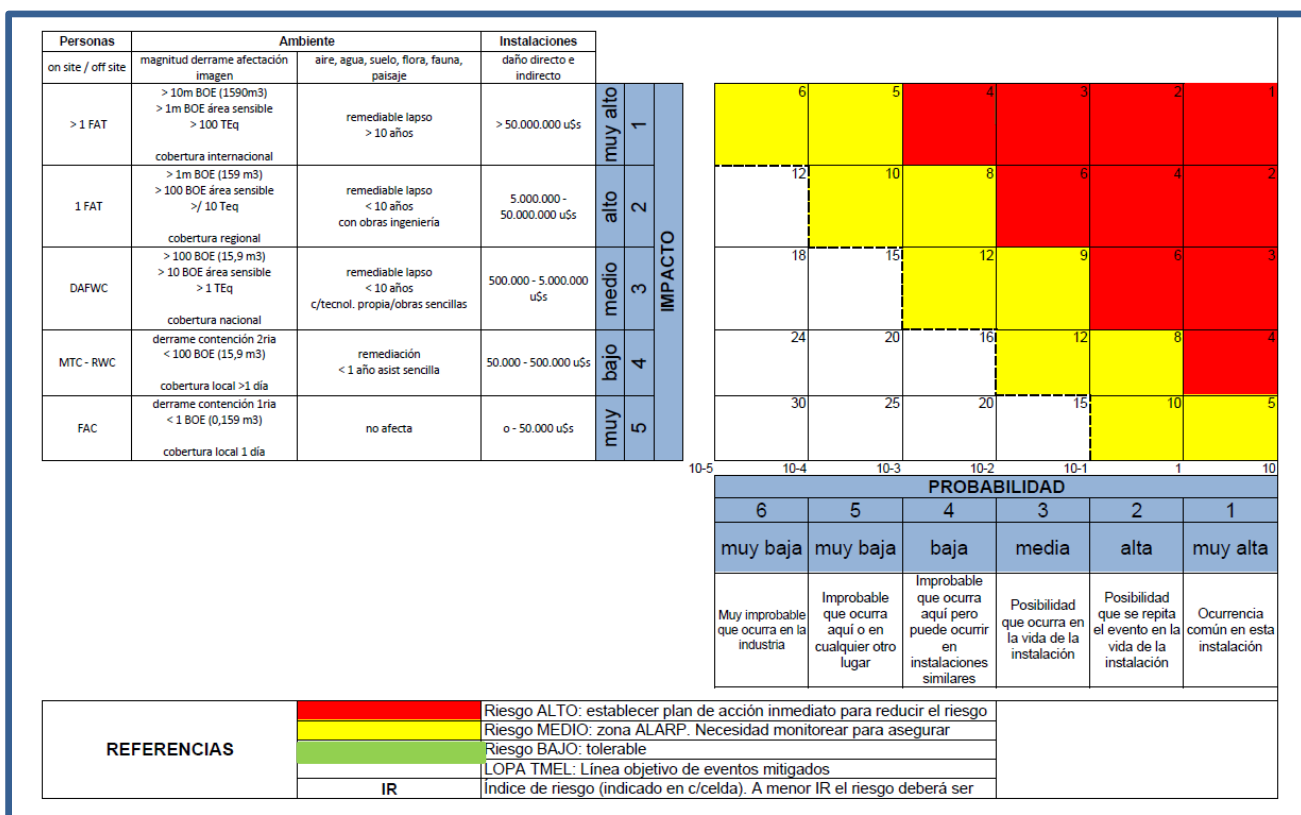


Figura I.40 Matriz de riesgo. Etapa 1

El resultado del nivel de riesgo para cada uno de los peligros identificados es el siguiente:

Tabla I.35 Niveles de riesgo en Sistemas de la Etapa 1

Sistema	Descripción	Nivel de Riesgo			TOTAL
		Alto	Medio	Bajo	
1	Alistamiento (Jack Up/Equipo Modular)	16	36	1	53
2	Movilización, instalación y desmovilización Jack Up/Equipo Modular hacia o desde el sitio	18	23	2	43
3	Instalación de complementos-operaciones de perforación y perfilaje	24	51	2	77
4	Ensayo de pozos	26	44	5	75
5	Abandono definitivo de pozos	32	47	2	81
6	Completación de pozos (WorkOver)/Intervenciones	38	56	2	96
7	Riesgos generales (Aplicables a todas las fases operativas)	17	33	4	54
8	Operaciones simultaneas (D & C-WC) Facilites-Producción	2	8	5	15
TOTAL		173	298	23	494

Como resultado de la evaluación de riesgos HAZID se obtiene el resultado del número de riesgos identificados para una posterior análisis y evaluación de consecuencias.

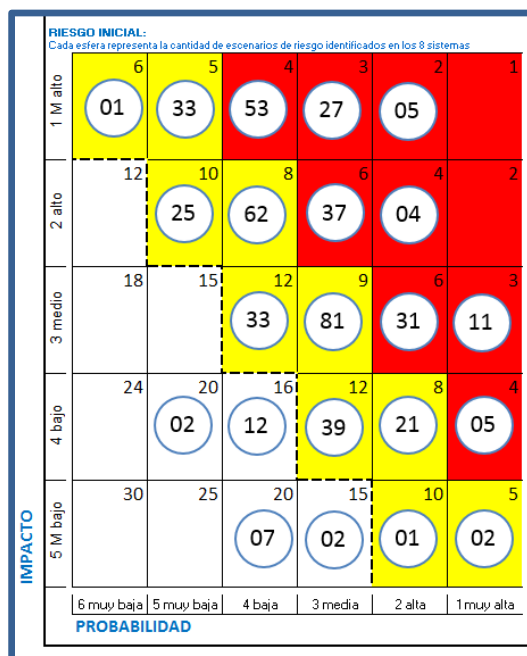


Figura I.41 Resultado de matriz de riesgos identificados. Etapa 1

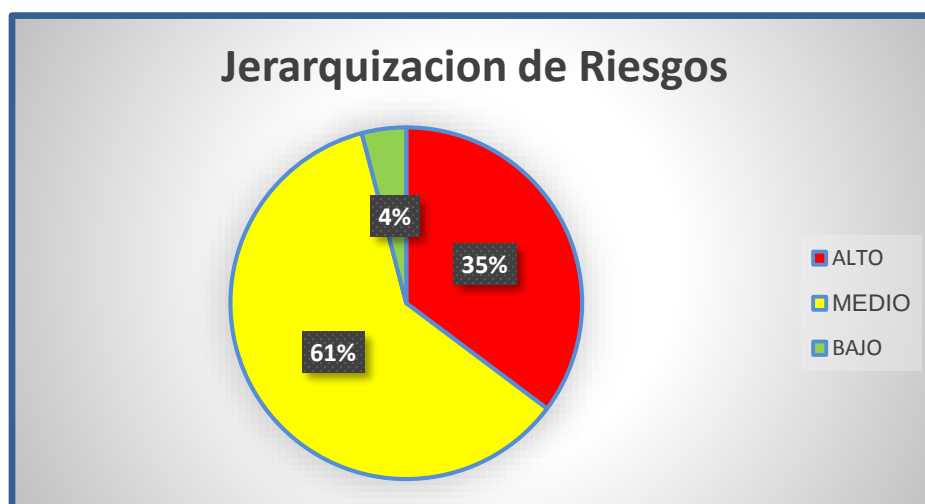


Figura I.42 Porcentaje de niveles de riesgo obtenidos. Etapa 1

Etapa 2.

Producción.

Para la fase de producción incluyendo todas las instalaciones de HOKCHI se definen los siguientes Nodos que serán analizados con la metodología HAZID, identificando el peligro, consecuencia, salvaguardas, nivel de severidad e impacto, índice de riesgo, recomendaciones y responsable de realizar la recomendación.

Los Nodos considerados, así como los peligros identificados, son los siguientes:

Tabla I.36 Definición de Nodos para la Etapa 2

Nodo	Descripción	Peligros identificados
1	Procesamiento en tierra e instalaciones de medición.	47
2	Plataformas.	91
3	Tuberías.	14
4	Instalaciones terrestres.	89
5	Construcción y ensamble de tuberías marinas y terrestres.	20
6	Mantenimiento.	13
7	Procedimientos de emergencia.	9
8	Operaciones simultáneas con producción.	7
9	Interacción con comunidades aledañas.	7
10	Aspectos generales en tierra y mar.	40
TOTAL		337

Matriz de Riesgo y Jerarquización.

Se considera una Matriz de Riesgo de 6x5 con niveles de riesgo Alto, Medio y Bajo dependiendo del nivel de severidad (impacto) y probabilidad (frecuencia) de la siguiente manera

Severidad (impacto).

Afectaciones a:

- Personas.
- Ambiente.
 - ✓ Magnitud del derrame (imagen).
 - ✓ Agua, aire, suelo, agua (paisaje).
- Instalaciones (daños directos e indirectos).

Probabilidad (frecuencia).

- Muy improbable en la industria.
- Improbable en la instalación u otro lugar.
- Improbable en la instalación pero puede ocurrir en instalaciones similares.
- Posibilidad que ocurra en la instalación.
- Posibilidad que se repita el evento en la instalación.
- Ocurrencia común en la instalación.

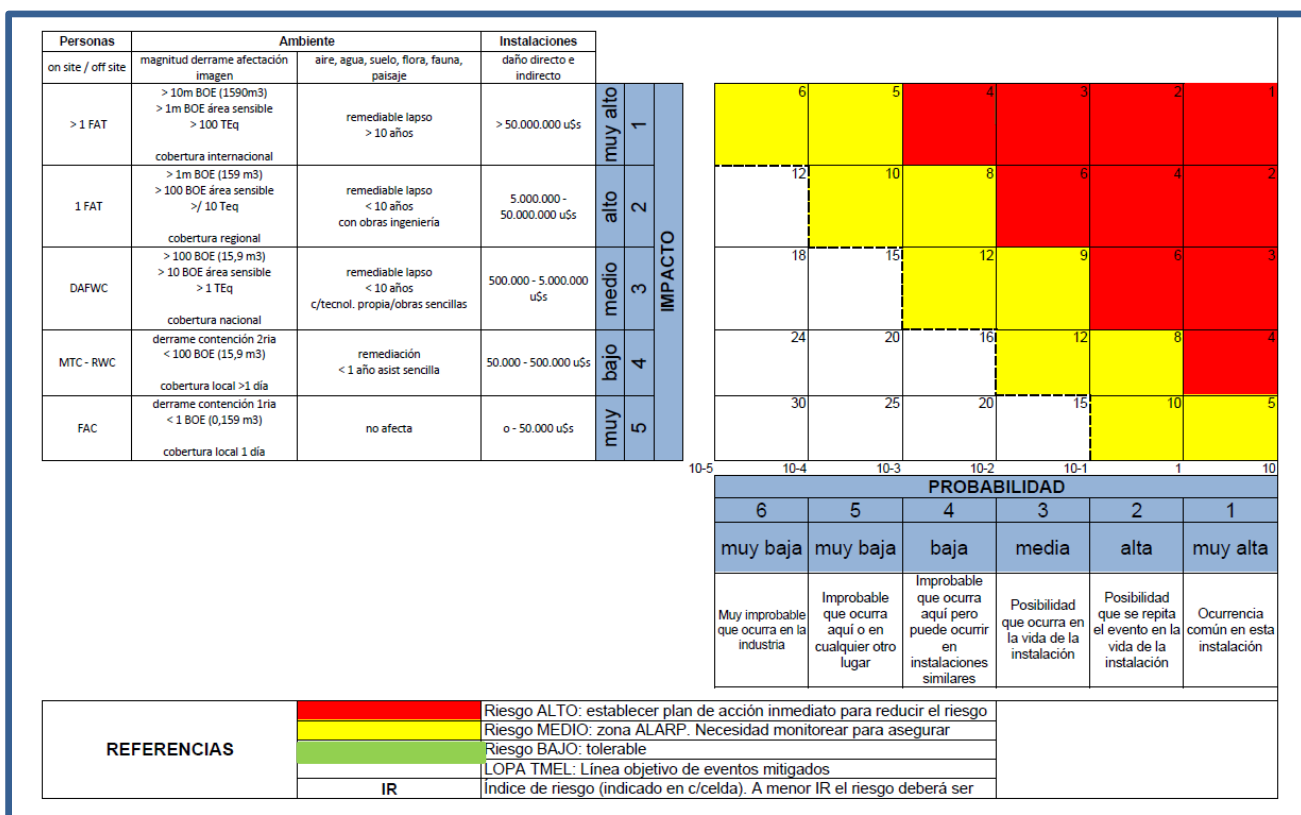


Figura I.43 Matriz de riesgo. Etapa 2

El resultado del nivel de riesgo para cada uno de los peligros identificados es el siguiente:

Tabla I.37 Niveles de riesgo en Nodos de la Etapa 2

Nodo	Descripción	Nivel de Riesgo				TOTAL
		Alto	Medio	Bajo	Por definir en próxima fase ingeniería	
1	Procesamiento en tierra e instalaciones de medición.	7	11	8	238	337
2	Plataformas.	10	6	8		
3	Tuberías.	3	0	0		
4	Instalaciones terrestres.	2	3	0		
5	Construcción y ensamble de tuberías marinas y terrestres.	2	15	1		
6	Mantenimiento.	1	10	0		
7	Procedimientos de emergencia.	0	0	0		
8	Operaciones simultaneas con producción.	1	4	2		
9	Interacción con comunidades aledañas.	3	0	0		
10	Aspectos generales en tierra y mar.	0	1	0		
TOTAL		29	50	20	238	

Como resultado de la evaluación de riesgos HAZID se obtiene el resultado del número de riesgos identificados para una posterior análisis y evaluación de consecuencias.

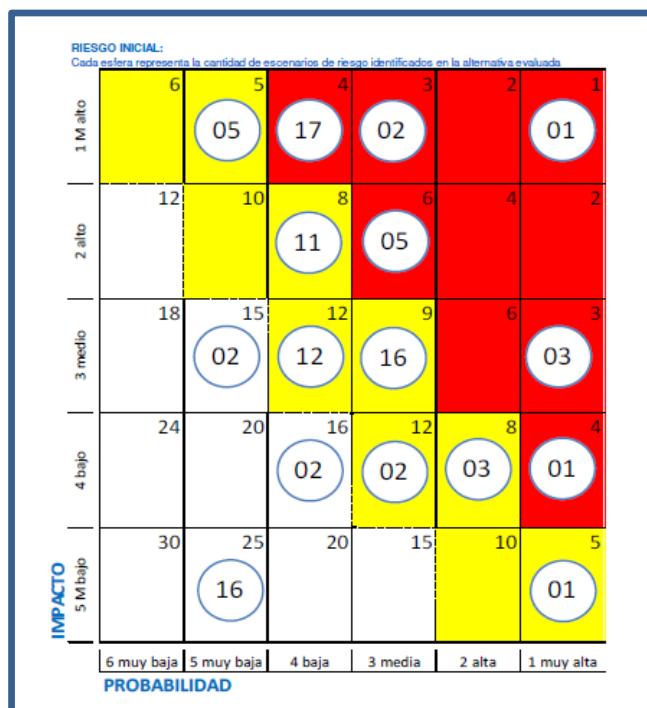


Figura I.44 Resultado de matriz de riesgos identificados. Etapa 2

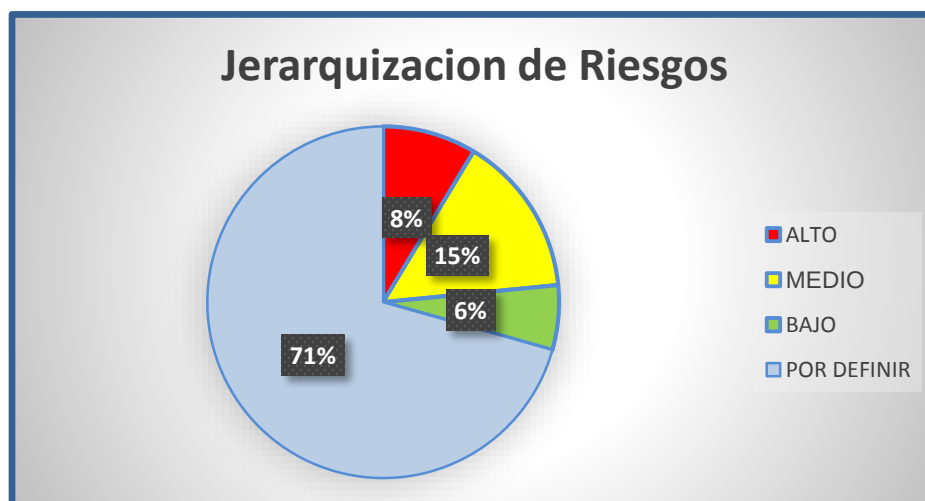


Figura I.45 Porcentaje de niveles de riesgo obtenidos. Etapa 2

Resumen de peligros identificados.

Para las Etapas 1 y 2 en el proyecto Hokchi se identificaron los siguientes riesgos totales.

Tabla I.38 Resumen de Riesgos Identificados. Etapas 1 y 2

Etapas	Descripción	Riesgos identificados
1	Perforación y completación de pozos	494
2	Producción	337
TOTAL		831

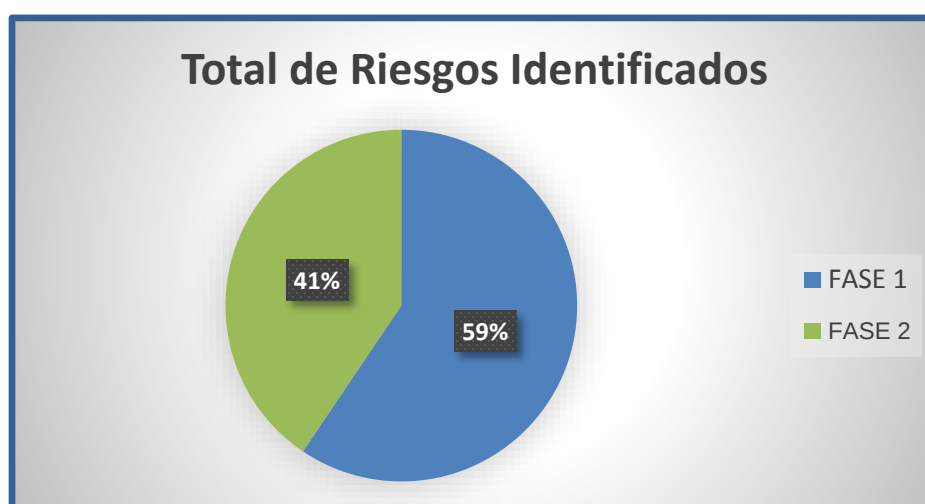


Figura I.46 Resultados de Riesgos Identificados. Etapas 1 y 2

En el Anexo 9 se localiza siguiente información:

- Hojas de trabajo de la metodología HAZID para los 8 Sistemas de la Etapa 1.

En el Anexo 10 se localiza siguiente información:

- Hojas de trabajo de la metodología HAZID para los 10 Nodos de la Etapa 2.

Adicionalmente a la normatividad y/o legislación vigente indicada en el punto I.1, para el caso de la identificación de peligros en cada Nodo, se consideró siguiente normatividad:

Tabla I.39 Normatividad aplicable en la identificación de peligros por Nodo.

Nodo 1	
Daño ambiental–Impacto en el aire (impacto de descargas atmosféricas sobre comunidades).	
Clave	Descripción
NOM-085-SEMARNAT-2011	Contaminación atmosférica-Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición.
NOM-156-SEMARNAT-2012	Establecimiento y operación de sistemas de monitoreo de la calidad del aire.
NOM-025-SSA1-2014	Salud ambiental. Valores límites permisibles para la concentración de partículas suspendidas PM10 y PM2.5 en el aire ambiente y criterios para su evaluación
Daño ambiental–Impacto en el agua.	
NOM-002-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal.
NOM-003-SEMARNAT-1997	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes para las aguas residuales tratadas que se reúsen en servicios al público.
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
	Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.
	Ley de Aguas Nacionales.
Daño ambiental–Impacto en la Biodiversidad	
	Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.
NOM-059-ECOL-2001	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.
	Ley General del Medio Ambiente y los Recursos Naturales.
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.
Daño Ambiental–Operaciones de emergencias	
	Ley General Del Equilibrio Ecológico y la Protección Del Ambiente-LGEEPA-título primero Capítulo IV, título cuarto Capítulo I, Capítulo III, Capítulo VI; Capítulo II, prevención y control de la contaminación atmosférica.
	Ley General De Salud
	Ley De Aguas Nacionales
	Ley Federal Del Trabajo
	Ley General para la Prevención y-Gestión Integral de los residuos y su reglamento.
	Reglamento Federal De Seguridad e Higiene y Medio Ambiente de Trabajo.

Nodo 1	
Daño Ambiental-Operaciones de emergencias	
	Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias. 1979.
NOM-001-STPS-2008	Relativa a las Condiciones Seguridad e Higiene.
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-014-STPS-2000	Exposición laboral a presiones ambientales anormales- condiciones de Seguridad e Higiene.
NOM-015-STPS-2001	Condiciones térmicas elevadas o abatidas- Condiciones de seguridad e higiene.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.
Daño ambiental-Disposición de residuos	
NOM-052-SEMARNAT-2005	Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos.
NOM-087-ECOL-SSA1-2002	Protección ambiental-Salud ambiental-Residuos peligrosos biológico-infecciosos-Clasificación y especificaciones de manejo.
NOM-161-SEMARNAT-2011	Que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, el procedimiento para la inclusión o exclusión a dicho listado; así como los elementos y procedimientos para la formulación de los planes de manejo.
	Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA)..
	Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR)
	Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos.
Peligros de fuego y explosiones-Inflamables almacenados (químicos, fluidos de proceso).	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NFPA 10	Norma para extintores
Peligros de incendio y explosión-Fuentes de ignición-Electricidad	
NOM-002-STPS-2010.	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NFPA 10	Norma para extintores
Peligros de incendio y explosión-Fuentes de ignición:-Quemadores.	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NFPA 10	Norma para extintores

Nodo 1	
Riesgos de incendio y explosión-Disposición de equipos:-Confinamiento.	
NOM-002-STPS-2010.	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NFPA 10	Norma para extintores
Riesgos de incendio y explosión-Disposición de equipos:-Salida y escape.	
NOM-002-STPS-2010.	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NFPA 10	Norma para extintores
Riesgos de incendio y explosión-Protección del personal	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NFPA 10	Norma para extintores
Otros peligros en el sitio-Incendios no correspondientes a procesos: Operaciones de recarga de Diesel.	
NOM-028-STPS-2012	Sistema para la administración del trabajo-Seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas.
Incendios no correspondientes a procesos – General.	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
Otros peligros en el sitio-Electricidad.	
NOM-022-STPS-2015	Electricidad estática en los centros de trabajo Condiciones de seguridad.
NOM-029-STPS-2011	Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo- Condiciones de seguridad
NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones Eléctricas.
Otros peligros del sitio-Radiación ionizante (Inspecciones de tuberías y NDT).	
NOM-012-STPS-2012	Condiciones de seguridad y salud en los centros de trabajo donde se manejen fuentes de radiación ionizante
NOM-013-STPS-1993	Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se generen radiaciones electromagnéticas no ionizantes.
Otros peligros del sitio – Ergonomía.	
	Reglamento Federal de Seguridad y Salud en el Trabajo (RFSST) publicado en el Diario Oficial de la Federación con fecha 13 de noviembre de 2014, establece en el artículo 42.
	Ley Federal de Trabajo Art. 475 que define a la enfermedad de trabajo como todo estado patológico derivado de la acción continua de una causa que tenga su origen o motivo en el trabajo o en el medio en el que el trabajo se vea obligado a prestar sus servicios
	Ley Federal del Trabajo. Art. 513 Tabla de enfermedades profesionales. Tomamos de referencia dicho artículo para identificar las consecuencias de aquellas actividades laborales que afectan al trabajador por repetitividad de movimientos prolongados, lesiones o molestias por posturas forzadas, intensidad de fuerza por cargas o exposición al ambiente que dañe la salud del trabajador.

Nodo 1	
Otros peligros del sitio – Ergonomía.	
NOM-030-STPS-2009.	Servicios Preventivos de Seguridad y Salud en el Trabajo- Organización y Funciones.
Otros peligros del sitio-Iluminación	
NOM-006-STPS-2014,	Manejo y almacenamiento de materiales Condiciones de seguridad y salud en el trabajo.
Otros peligros en el sitio-Trabajos en alturas.	
NOM-009-STPS-2011	Trabajos en altura.
Otros peligros en el sitio – Equipos rotantes.	
NOM-004-STPS-1999	Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo.
Peligros de proceso-Fugas / derrames.	
	Ley General Del Equilibrio Ecológico y la Protección Del Ambiente-LGEEPA-título primero Capítulo IV, título cuarto Capítulo I, Capítulo III, Capítulo VI; Capítulo II, prevención y control de la contaminación atmosférica.
	Ley General De Salud.
	Ley De Aguas Nacionales
	Ley Federal Del Trabajo.
	Ley General para la Prevención y-Gestión Integral de los residuos y su reglamento.
	Reglamento Federal De Seguridad e Higiene y Medio Ambiente de Trabajo.
	Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias. 1979.
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
NOM-001-STPS-2008	Relativa a las Condiciones Seguridad e Higiene.
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
Peligros de Proceso-Alivio (discos de ruptura, válvulas de alivio de presión, venteos fríos, etc.).	
NOM-004-STPS-1999	Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo
NOM-020-STPS-2011	Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-Funcionamiento- Condiciones de Seguridad.
Peligros de Proceso – Quemadores	
NOM-007-SECRE-2010	Transporte de gas natural (cancela y sustituye a la-NOM-007-SECRE- 1999, Transporte de gas natural).
NOM-137-SEMARNAT-2013	Contaminación atmosférica.-Complejos procesadores de gas.-Control de emisiones de compuestos de azufre.

Nodo 1	
Peligros de proceso-Alta / baja presión	
NOM-004-STPS-1999	Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo
NOM-020-STPS-2011	Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-Funcionamiento- Condiciones de Seguridad.
Peligros de proceso-Vacío.	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Peligros de proceso-Alta / baja temperatura	
NOM-015-STPS-2001	Condiciones térmicas elevadas o abatidas-Condiciones de seguridad e higiene
Peligros de proceso – flujo Alto / bajo / inverso / no flujo.	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Peligros de proceso.	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Fallas de servicios-Sistema agua contra incendio.	
NOM-002-STPS-2010.	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.

Nodo 2	
Operaciones de buceo-objetos caídos	
Clave	Descripción
NOM-05-TUR-2003	Requisitos mínimos de seguridad a que deben sujetarse las operadoras de buceo para garantizar la prestación del servicio.
Operaciones de buceo-falla de soporte vital.	
NOM-05-TUR-2003	Requisitos mínimos de seguridad a que deben sujetarse las operadoras de buceo para garantizar la prestación del servicio.
Operaciones de buceo.	
NOM-05-TUR-2003	Requisitos mínimos de seguridad a que deben sujetarse las operadoras de buceo para garantizar la prestación del servicio.
Operaciones de buceo-Deficiencia de oxígeno	
NOM-05-TUR-2003	Requisitos mínimos de seguridad a que deben sujetarse las operadoras de buceo para garantizar la prestación del servicio.
Daños ambientales-Impacto en el aire.	
	Guía para la presentación del estudio de riesgo modalidad análisis de riesgo.

Nodo 2	
Daños ambientales-Disposición de residuos.	
NOM-052-SEMARNAT-2005	Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos.
NOM-087-ECOL-SSA1-200	Protección ambiental-Salud ambiental-Residuos peligrosos biológico-infecciosos-Clasificación y especificaciones de manejo.
NOM-161-SEMARNAT-2011	Que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, el procedimiento para la inclusión o exclusión a dicho listado; así como los elementos y procedimientos para la formulación de los planes de manejo.
	Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA)..
	Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR)
	Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos.
Peligros de fuego y explosiones – Inflamables almacenados (químicos, fluidos de proceso).	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
Peligros de incendio y explosión-Liberación de inventario (pérdida de contención):-Defectos de equipo.	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
Peligros de incendio y explosión-Liberación de inventario (pérdida de contención):-Error humano.	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección)
NOM-002-STPS-2010.	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
Peligros de incendio y explosión-Liberación de inventario (pérdida de contención):-Degradación (corrosión, erosión).	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.

Nodo 2	
Peligros de incendio y explosión-Liberación del inventario (pérdida de contención):- erosión externa	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
Peligros de incendio y explosión-Liberación del inventario (pérdida de contención):- Fragilidad de material.	
NOM-EM-004-SECRE-2014,	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
NOM-002-STPS-2010.	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
Peligros de incendio y explosión-Liberación del inventario (pérdida de contención):- Fatiga.	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
NOM-002-STPS-2010.	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
Peligros de incendio y explosión-Liberación del inventario (pérdida de contención):- Vibraciones.	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección)
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
Peligros de incendio y explosión-Fuentes de ignición:-Electricidad	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
Peligros de incendio y explosión-Fuentes de ignición:-Quemadores.	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
Peligros de incendio y explosión-Fuentes de ignición:-Chispas.	
NOM-EM-004-SECRE-2014,	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NFPA 10	Norma para extintores

Nodo 2	
Peligros de incendio y explosión-Fuentes de ignición:-Superficies calientes.	
NOM-EM-004-SECRE-2014,	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NFPA 10	Norma para extintores
Peligros de incendio y explosión – Disposición de equipos:-Confinamiento	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NFPA 10	Norma para extintores
Peligros de incendio y explosión – Disposición de equipos:-Escalamiento	
NOM-EM-004-SECRE-2014,	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NFPA 10	Norma para extintores
Peligros de incendio y explosión – Disposición de equipos:-Salidas y escape.	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NFPA 10	Norma para extintores
Peligros de incendio y explosión – Disposición de equipos:-Ventilación.	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NFPA 10	Norma para extintores
Peligros de incendio y explosión-Falla estructural:-Explosión por sobrepresión.	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NFPA 10	Norma para extintores
Peligros de incendio y explosión-Falla estructural:-Fuego.	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NFPA 10	Norma para extintores

Nodo 2	
Peligros de incendio y explosión – General.	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NFPA 10	Norma para extintores
Filosofía de operación-Alojamiento:Ruido.	
NOM-011-STPS-2001	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido.
Filosofía de operación-Alojamiento:Espacio de cama / ubicación.	
NOM-001-STPS-2008	Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo- condiciones de seguridad.
NOM-016-SSA3-2012	Que establece las características mínimas de infraestructura y equipamiento de hospitales y consultorios de atención médica especializada.
NOM-127-SSA1-1994	Salud ambiental, agua para uso y consumo humano-límites permisibles de calidad y tratamientos a que debe someterse el agua para su potabilización.
NOM-093-SSA1-1994	Bienes y servicios, prácticas de higiene y sanidad en la preparación de alimentos que se ofrecen en establecimientos fijos.
NOM-251-SSA1-2009	Prácticas de higiene para el proceso de alimentos, bebidas o suplementos alimenticios.
NOM-256-SSA1-2012	Condiciones sanitarias que deben cumplir los establecimientos y personal dedicados los servicios urbanos de control de plagas mediante plaguicidas.
NOM-197-SSA1-2000	Que establece los requisitos mínimos de infraestructura y equipamiento de hospitales y consultorios de atención médica especializada.
NOM-016-SSA3-2012	Que establece las características mínimas de infraestructura y equipamiento de hospitales y consultorios de atención médica especializada
Filosofía de operación-Alojamiento:Requerimientos de Alimentación	
NOM-001-STPS-2008	Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo- condiciones de seguridad.
NOM-016-SSA3-2012	Que establece las características mínimas de infraestructura y equipamiento de hospitales y consultorios de atención médica especializada.
NOM-127-SSA1-1994	Salud ambiental, agua para uso y consumo humano-límites permisibles de calidad y tratamientos a que debe someterse el agua para su potabilización.
NOM-093-SSA1-1994	Bienes y servicios, prácticas de higiene y sanidad en la preparación de alimentos que se ofrecen en establecimientos fijos.
NOM-251-SSA1-2009	Prácticas de higiene para el proceso de alimentos, bebidas o suplementos alimenticios
NOM-256-SSA1-2012	Condiciones sanitarias que deben cumplir los establecimientos y personal dedicados los servicios urbanos de control de plagas mediante plaguicidas

Nodo 2	
Filosofía de operación-Alojamiento:-Requerimientos de Alimentación	
NOM-197-SSA1-2000	Que establece los requisitos mínimos de infraestructura y equipamiento de hospitales y consultorios de atención médica especializada
NOM-016-SSA3-2012	Que establece las características mínimas de infraestructura y equipamiento de hospitales y consultorios de atención médica especializada.
Otros peligros en el sitio – Incendios de no procesos:-Almacenamiento de pintura	
NOM-005-STPS-1998	Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas.
Otros peligros en el sitio – Ergonomía	
	Reglamento Federal de Seguridad y Salud en el Trabajo (RFSST) publicado en el Diario Oficial de la Federación con fecha 13 de noviembre de 2014, establece en el artículo 42.
	Ley Federal de Trabajo Art. 475 que define a la enfermedad de trabajo como todo estado patológico derivado de la acción continua de una causa que tenga su origen o motivo en el trabajo o en el medio en el que el trabajo se vea obligado a prestar sus servicios
	Ley Federal del Trabajo. Art. 513 Tabla de enfermedades profesionales. Se toma de referencia dicho artículo para identificar las consecuencias de aquellas actividades laborales que afectan al trabajador por repetitividad de movimientos prolongados, lesiones o molestias por posturas forzadas, intensidad de fuerza por cargas o exposición al ambiente que dañe la salud del trabajador
Norma ISO 6385	Referente a los principios ergonómicos para proyectar sistemas de trabajo regulado por la Asociación Internacional de Ergonomía (IEA) creada para establecer las condiciones de trabajo óptimas con vistas al bienestar humano, la salud optima y la seguridad teniendo en cuenta la eficacia tecnológica y económica
	Ley General de Salud
NOM-030-STPS-2009	Servicios Preventivos de Seguridad y Salud en el Trabajo-Organización y Funciones
Convenio 161 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT)	Referente a los Servicios de Salud en el Trabajo.
NMX-SAST-001-IMNC-2008	
-BSI-OHSAS 18001:2015	
Otros peligros en el sitio – Iluminación	
NOM-006-STPS-2014	Manejo y almacenamiento de materiales Condiciones de seguridad y salud en el trabajo.
Otros peligros en el sitio – Trabajos en altura	
NOM-009-STPS-2011	Trabajos en altura

Nodo 2	
Otros peligros en el sitio – Equipos rotantes	
NOM-004-STPS-1999	Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo
Otros peligros en el sitio – Espacios confinados	
NOM-033-STPS-2015	Condiciones de seguridad para realizar trabajos en espacios confinados
Otros peligros en el sitio – Asfixias.	
NOM-033-STPS-2015	Condiciones de seguridad para realizar trabajos en espacios confinados
Peligros de proceso-Fugas / derrames.	
	Ley General Del Equilibrio Ecológico y la Protección Del Ambiente-LGEEPA-título primero Capítulo IV, título cuarto Capítulo I, Capítulo III, Capítulo VI; Capítulo II, prevención y control de la contaminación atmosférica.
	Ley General De Salud
	Ley De Aguas Nacionales.
	Ley Federal Del Trabajo.
	Ley General para la Prevención y-Gestión Integral de los residuos y su reglamento
	Reglamento Federal De Seguridad e Higiene y Medio Ambiente de Trabajo
	Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias. 1979
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
Peligros de proceso – Complejidad del sistema.	
NOM-031-STPS-2011	Construcción-Condiciones de seguridad y salud en el trabajo.
Peligros de proceso-Alivio (discos de ruptura, válvulas de alivio de presión, venteos fríos, etc.).	
NOM-004-STPS-1999	Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo.
NOM-020-STPS-2011	Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-Funcionamiento-Condiciones de Seguridad.
Peligros de Proceso – Quemadores	
NOM-007-SECRE-2010	Transporte de gas natural (cancela y sustituye a la-NOM-007-SECRE- 1999, Transporte de gas natural).
NOM-137-SEMARNAT-2013	Contaminación atmosférica.-Complejos procesadores de gas.-Control de emisiones de compuestos de azufre

Nodo 2	
Peligros de proceso-Propiedades químicas: inflamable, tóxico, explosivo, cancerígeno.	
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
Peligros de proceso-Alta / baja presión	
NOM-004-STPS-1999	Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo.
NOM-020-STPS-2011	Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-Funcionamiento- Condiciones de Seguridad
Peligros de proceso-Vacío	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Peligros de proceso – Alta/Baja temperatura	
NOM-015-STPS-2001	Condiciones térmicas elevadas o abatidas-Condiciones de seguridad e higiene.
Peligros de proceso – flujo Alto / bajo / inverso / no flujo.	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Peligros de proceso	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).

Nodo 3	
Daños ambientales-Impacto en la biodiversidad-Humedales y vegetación, fragmentación del hábitat.	
Clave	Descripción
	Guía para la presentación del estudio de riesgo modalidad análisis de riesgo.
Daños ambientales disposición inapropiada de residuos peligrosos.	
NOM-052-SEMARNAT-2005	Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos
NOM-087-ECOL-SSA1-2002	Protección ambiental-Salud ambiental-Residuos peligrosos biológico-infecciosos-Clasificación y especificaciones de manejo
NOM-161-SEMARNAT-2011	Que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, el procedimiento para la inclusión o exclusión a dicho listado; así como los elementos y procedimientos para la formulación de los planes de manejo.
	Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA).

Nodo 3	
Daños ambientales disposición inapropiada de residuos peligrosos.	
	Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR).
Pérdida de contención-fugas/derrames-Productos químicos peligrosos (incluidos los hidrocarburos).	
	Ley General Del Equilibrio Ecológico y la Protección Del Ambiente-LGEEPA-título primero Capítulo IV, título cuarto Capítulo I, Capítulo III, Capítulo VI; Capítulo II, prevención y control de la contaminación atmosférica.
	Ley General De Salud
	Ley De Aguas Nacionales
	Ley Federal Del Trabajo.
	Ley General para la Prevención y-Gestión Integral de los residuos y su reglamento
	Reglamento Federal De Seguridad e Higiene y Medio Ambiente de Trabajo.
	Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias. 1979.
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
NOM-001-STPS-2008	Relativa a las Condiciones Seguridad e Higiene
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
Pérdida de contención-fugas / derrames-Extremos de envoltantes operativas de diseño, de procesos y servicios./Desvíos potenciales fuera de las condiciones de diseño.	
	Ley General Del Equilibrio Ecológico y la Protección Del Ambiente-LGEEPA-título primero Capítulo IV, título cuarto Capítulo I, Capítulo III, Capítulo VI; Capítulo II, prevención y control de la contaminación atmosférica.
	Ley General De Salud
	Ley De Aguas Nacionales
	Ley Federal Del Trabajo
	Ley General para la Prevención y-Gestión Integral de los residuos y su reglamento
	Reglamento Federal De Seguridad e Higiene y Medio Ambiente de Trabajo.
	Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias. 1979.
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales
NOM-001-STPS-2008	Relativa a las Condiciones Seguridad e Higiene

Nodo 3	
Pérdida de contención-fugas / derrames–Extremos de envoltantes operativas de diseño, de procesos y servicios./Desvios potenciales fuera de las condiciones de diseño.	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008.	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.
Pérdida de contención-fugas / derrames-Corrosión	
	Ley General Del Equilibrio Ecológico y la Protección Del Ambiente-LGEEPA-título primero Capítulo IV, título cuarto Capítulo I, Capítulo III, Capítulo VI; Capítulo II, prevención y control de la contaminación atmosférica.
	Ley General De Salud
	Ley De Aguas Nacionales
	Ley Federal Del Trabajo
	Ley General para la Prevención y-Gestión Integral de los residuos y su reglamento.
	Reglamento Federal De Seguridad e Higiene y Medio Ambiente de Trabajo
	Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias. 1979
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
NOM-001-STPS-2008,	Relativa a las Condiciones Seguridad e Higiene.
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
Pérdida de contención-fugas / derrames-Erosión.	
	Ley General Del Equilibrio Ecológico y la Protección Del Ambiente-LGEEPA-título primero Capítulo IV, título cuarto Capítulo I, Capítulo III, Capítulo VI; Capítulo II, prevención y control de la contaminación atmosférica.
	Ley General De Salud.
	Ley De Aguas Nacionales
	Ley Federal Del Trabajo
	Ley General para la Prevención y-Gestión Integral de los residuos y su reglamento.
	Reglamento Federal De Seguridad e Higiene y Medio Ambiente de Trabajo

Nodo 3	
Pérdida de contención-fugas / derrames-Erosión.	
	Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias. 1979
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
NOM-001-STPS-2008	Relativa a las Condiciones Seguridad e Higiene
NOM-002-STPS-2010.	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral
NOM-017-STPS-2008.	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
Pérdida de contención-fugas / derrames – Vibración anormal.	
	Ley General Del Equilibrio Ecológico y la Protección Del Ambiente-LGEEPA-título primero Capítulo IV, título cuarto Capítulo I, Capítulo III, Capítulo VI; Capítulo II, prevención y control de la contaminación atmosférica.
	Ley General De Salud.
	Ley De Aguas Nacionales
	Ley Federal Del Trabajo
	Ley General para la Prevención y-Gestión Integral de los residuos y su reglamento
	Reglamento Federal De Seguridad e Higiene y Medio Ambiente de Trabajo
	Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias. 1979.
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
NOM-001-STPS-2008	Relativa a las Condiciones Seguridad e Higiene
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
Pérdida de contención-fugas / derrames – Impacto mecánico	
	Ley General Del Equilibrio Ecológico y la Protección Del Ambiente-LGEEPA-título primero Capítulo IV, título cuarto Capítulo I, Capítulo III, Capítulo VI; Capítulo II, prevención y control de la contaminación atmosférica.
	Ley General De Salud
	Ley De Aguas Nacionales

Nodo 3	
Pérdida de contención-fugas / derrames – Impacto mecánico	
	Ley Federal Del Trabajo
	Ley General para la Prevención y-Gestión Integral de los residuos y su reglamento
	Reglamento Federal De Seguridad e Higiene y Medio Ambiente de Trabajo
	Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias. 1979
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales
NOM-001-STPS-2008	Relativa a las Condiciones Seguridad e Higiene
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-010-STPS-1999.	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
Pérdida de contención-fugas / derrames – Pérdida de sistema de control.	
	Ley General Del Equilibrio Ecológico y la Protección Del Ambiente-LGEEPA-título primero Capítulo IV, título cuarto Capítulo I, Capítulo III, Capítulo VI; Capítulo II, prevención y control de la contaminación atmosférica
	Ley General De Salud.
	Ley De Aguas Nacionales
	Ley Federal Del Trabajo
	Ley General para la Prevención y-Gestión Integral de los residuos y su reglamento
	Reglamento Federal De Seguridad e Higiene y Medio Ambiente de Trabajo
	Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias. 1979
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales
NOM-001-STPS-2008	Relativa a las Condiciones Seguridad e Higiene
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo

Nodo 3	
Pérdida de contención-fugas / derrames – Falla en línea de procesos	
	Ley General Del Equilibrio Ecológico y la Protección Del Ambiente-LGEEPA-título primero Capítulo IV, título cuarto Capítulo I, Capítulo III, Capítulo VI; Capítulo II, prevención y control de la contaminación atmosférica
	Ley General De Salud.
	Ley De Aguas Nacionales
	Ley Federal Del Trabajo
	Ley General para la Prevención y-Gestión Integral de los residuos y su reglamento
	Reglamento Federal De Seguridad e Higiene y Medio Ambiente de Trabajo
	Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias. 1979
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales
NOM-001-STPS-2008	Relativa a las Condiciones Seguridad e Higiene
NOM-002-STPS-2010.	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo

Nodo 4	
Daños ambientales-Impacto en la biodiversidad / Vegetación, fragmentación del hábitat.	
Clave	Descripción
	Ley General Del Equilibrio Ecológico y la Protección Del Ambiente-LGEEPA-título primero Capítulo IV, título cuarto Capítulo I, Capítulo III, Capítulo VI; Capítulo II, prevención y control de la contaminación atmosférica
	Ley General De Salud.
	Ley De Aguas Nacionales
	Ley Federal Del Trabajo
	Ley General para la Prevención y-Gestión Integral de los residuos y su reglamento.
	Reglamento Federal De Seguridad e Higiene y Medio Ambiente de Trabajo
	Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias. 1979
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales
NOM-001-STPS-2008	Relativa a las Condiciones Seguridad e Higiene

Nodo 4	
Daños ambientales-Impacto en la biodiversidad / Vegetación, fragmentación del hábitat.	
NOM-002-STPS-2010.	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
Daños ambientales – Humedales	
	Ley General Del Equilibrio Ecológico y la Protección Del Ambiente-LGEEPA-título primero Capítulo IV, título cuarto Capítulo I, Capítulo III, Capítulo VI; Capítulo II, prevención y control de la contaminación atmosférica.
	Ley General De Salud
	Ley De Aguas Nacionales
	Ley Federal Del Trabajo
	Ley General para la Prevención y-Gestión Integral de los residuos y su reglamento
	Reglamento Federal De Seguridad e Higiene y Medio Ambiente de Trabajo
	Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias. 1979.
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
NOM-001-STPS-2008	Relativa a las Condiciones Seguridad e Higiene
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.
Daños ambientales-Descargas peligrosas de planta en el aire/agua/tierra	
	Ley General Del Equilibrio Ecológico y la Protección Del Ambiente-LGEEPA-título primero Capítulo IV, título cuarto Capítulo I, Capítulo III, Capítulo VI; Capítulo II, prevención y control de la contaminación atmosférica
	Ley General De Salud
	Ley De Aguas Nacionales
	Ley Federal Del Trabajo
	Ley General para la Prevención y-Gestión Integral de los residuos y su reglamento
	Reglamento Federal De Seguridad e Higiene y Medio Ambiente de Trabajo

Nodo 4	
Daños ambientales-Descargas peligrosas de planta en el aire/agua/tierra	
	Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias. 1979
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales
NOM-001-STPS-2008	Relativa a las Condiciones Seguridad e Higiene.
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-010-STPS-1999.	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
Daños ambientales-Disposición inapropiada de residuos peligrosos	
	Ley General Del Equilibrio Ecológico y la Protección Del Ambiente-LGEEPA-título primero Capítulo IV, título cuarto Capítulo I, Capítulo III, Capítulo VI; Capítulo II, prevención y control de la contaminación atmosférica.
	Ley General De Salud
	Ley De Aguas Nacionales
	Ley Federal Del Trabajo
	Ley General para la Prevención y-Gestión Integral de los residuos y su reglamento.
	Reglamento Federal De Seguridad e Higiene y Medio Ambiente de Trabajo
	Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias. 1979
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales
NOM-001-STPS-2008	Relativa a las Condiciones Seguridad e Higiene
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-010-STPS-1999.	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
Transporte-Incidentes de ferrocarril / vagones	
NOM-016-STPS-2001	Operación y mantenimiento de ferrocarriles- Condiciones de seguridad e higiene
Peligros de proceso – Superficies calientes/frías	
NOM-031-STPS-2011	Construcción-Condiciones de seguridad y salud en el trabajo

Nodo 4	
Peligros de proceso – Fugas/derrames	
	Ley General Del Equilibrio Ecológico y la Protección Del Ambiente-LGEEPA-título primero Capítulo IV, título cuarto Capítulo I, Capítulo III, Capítulo VI; Capítulo II, prevención y control de la contaminación atmosférica
	Ley General De Salud
	Ley De Aguas Nacionales
	Ley Federal Del Trabajo
	Ley General para la Prevención y-Gestión Integral de los residuos y su reglamento
	Reglamento Federal De Seguridad e Higiene y Medio Ambiente de Trabajo.
	Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias. 1979
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales
NOM-001-STPS-2008	Relativa a las Condiciones Seguridad e Higiene
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
Peligros del proceso-Quemadores.	
NOM-007-SECRE-2010	Transporte de gas natural (cancela y sustituye a la-NOM-007-SECRE- 1999, Transporte de gas natural).
NOM-137-SEMARNAT-2013	Contaminación atmosférica.-Complejos procesadores de gas.-Control de emisiones de compuestos de azufre
Peligros de proceso-Propiedades químicas: inflamable, tóxico, explosivo, cancerígeno.	
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral
Peligros de proceso-Alta / baja presión	
NOM-004-STPS-1999	Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo.
NOM-020-STPS-2011	Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-Funcionamiento- Condiciones de Seguridad
Peligros de proceso-Vacío.	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Peligros de proceso – flujo Alto / bajo / inverso / no flujo	
NOM-015-STPS-2001	Condiciones térmicas elevadas o abatidas-Condiciones de seguridad e higiene.

Nodo 4	
Peligros de proceso	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección)
Pérdida de contención-fugas / derrames-Corrosión	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección)
Pérdida de contención-fugas / derrames-Erosión	
	Ley General Del Equilibrio Ecológico y la Protección Del Ambiente-LGEEPA-título primero Capítulo IV, título cuarto Capítulo I, Capítulo III, Capítulo VI; Capítulo II, prevención y control de la contaminación atmosférica.
	Ley General De Salud
	Ley De Aguas Nacionales
	Ley Federal Del Trabajo
	Ley General para la Prevención y-Gestión Integral de los residuos y su reglamento.
	Reglamento Federal De Seguridad e Higiene y Medio Ambiente de Trabajo
	Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias. 1979.
NOM-001-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
NOM-001-STPS-2008	Relativa a las Condiciones Seguridad e Higiene
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.
Pérdida de contención-fugas / derrames-fragilización (productos químicos, baja temperatura).	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección)
Pérdida de contención-fugas / derrames-Fatiga.	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Pérdida de contención-fugas / derrames – Vibración anormal.	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección)

Nodo 4	
Pérdida de contención-fugas / derrames – Impacto mecánico	
NOM-EM-004-SECRE-2014,	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Pérdida de contención-fugas / derrames – Pérdida de sistema de control	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Pérdida de contención-fugas / derrames – Fuga o rotura de tubos de intercambiador de calor	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección)
Pérdida de contención-fugas / derrames – Fallas de líneas de proceso	
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección)
Peligros de fuego y explosiones – Inflamables almacenados (químicos, fluidos de proceso).	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección)
Peligros de incendio y explosión-Liberación de inventario (pérdida de contención): Defectos de equipo	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección)
Peligros de incendio y explosión-Liberación de inventario (pérdida de contención):-Error humano.	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral

Nodo 4	
Peligros de incendio y explosión-Liberación de inventario (pérdida de contención):-Error humano.	
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección)
Peligros de incendio y explosión-Liberación de inventario (pérdida de contención):- Degradación (corrosión, erosión, ataque químico, etc.).	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección)
Liberación de inventario (pérdida de contención):-Impacto externo	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-010-STPS-1999	. Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección)
Peligros de incendio y explosión-Liberación de inventario (pérdida de contención):- Erosión externa (arena).	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Peligros de incendio y explosión-Liberación de inventario (pérdida de contención):- Fragilización de material	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo

Nodo 4	
Peligros de incendio y explosión-Liberación de inventario (pérdida de contención):- Fragilización de material	
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Peligros de incendio y explosión-Liberación de inventario (pérdida de contención):-Fatiga	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Peligros de incendio y explosión-Liberación de inventario (pérdida de contención):-Vibración.	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Peligros de incendio y explosión-Fuentes de ignición:-Electricidad.	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-010-STPS-1999.	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	. Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección)
Peligros de incendio y explosión-Fuentes de ignición:-Quemadores	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.

Nodo 4	
Peligros de incendio y explosión Fuentes de ignición: Quemadores	
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Peligros de incendio y explosión Fuentes de ignición: Chispas	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Peligros de incendio y explosión Fuentes de ignición: Superficies calientes	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Riesgos de incendio y explosión Disposición de equipos: Confinamiento.	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Peligros de incendio y explosión – Disposición de equipos: Escalamiento	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.

Nodo 4	
Peligros de incendio y explosión – Disposición de equipos:-Escalamiento	
NOM-010-STPS-1999.	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Peligros de incendio y explosión – Disposición de equipos:-Egreso y escape	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Peligros de incendio y explosión – Disposición de equipos:-Ventilación	
NOM-002-STPS-2010.	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral
NOM-017-STPS-2008	. Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Peligros de incendio y explosión-Falla estructural:-Explosión por sobrepresión (falta de equipo de proceso refugio temporal).	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Peligros de incendio y explosión-Falla estructural:-Ataque de fuego.	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo

Nodo 4	
Peligros de incendio y explosión-Falla estructural:-Ataque de fuego.	
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Peligros de incendio y explosión – Protección de personal	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Filosofía de operación/Flexibilidad operativa	
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-010-STPS-1999	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral.
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal- manejo en los centros de trabajo
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo. (Continúa en la Cuarta Sección).
Otros peligros del sitio – Iluminación.	
NOM-025-STPS-2008	Condiciones de iluminación en los centros de trabajo
Otros peligros del sitio – Trabajos en altura.	
NOM-009-STPS-1999	Equipo suspendido de seguridad para realizar trabajos en altura.
Otros peligros del sitio – Máquinas móviles y rotantes	
NOM-004-STPS-1999	Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo.
Otros peligros del sitio – Espacios confinados	
NOM-033-STPS-2015	Condiciones de seguridad para realizar trabajos en espacios confinados.

Nodo 5	
Fabricación/instalación –Trabajos en altura	
Clave	Descripción
NOM-009-STPS-1999	Equipo suspendido de seguridad para realizar trabajos en altura

Nodo 6	
Peligro de mantenimiento-Espacios confinados	
Clave	Descripción
NOM-033-STPS-2015	Condiciones de seguridad para realizar trabajos en espacios confinados.
Peligro de mantenimiento – Trabajos en altura	
NOM-009-STPS-1999	Equipo suspendido de seguridad para realizar trabajos en altura.

Nodo 7	
Embarcaciones de supervivencia / Embarcaciones de salvamento / balsas salvavidas	
Clave	Descripción
NOM-010-SCT4-1994	Balsas salvavidas autoinflables, especificaciones y requisitos
	Código IDS – SOLAS
Equipamiento de supervivencia	
	Código IDS –SOLAS

Nodo 10	
Uso de recursos naturales – agua.	
Clave	Descripción
	Ley de aguas nacionales

CONTENIDO

Descripción	Página
II DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES. _____	2
II.1 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN. _____	2
II.2 INTERACCIONES DE RIESGO. _____	52
II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL _____	58

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

II.1 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.

Una vez identificados y jerarquizados los riesgos, las consecuencias de la pérdida de la hermeticidad con la consecuente liberación de sustancias peligrosas, se evaluaron los efectos adversos para estimar la magnitud hacia el personal, población, impactos ambientales, a la instalación, equipos, o pérdidas económicas, generados por el escalamiento del evento en el que se producen incendios, explosiones o nubes tóxicas. Por lo que a continuación se describe la metodología empleada para la simulación de los escenarios de riesgos más críticos llevados a cabo con el software Phast Ver. 7.11 y para las simulaciones propiamente de los derrames petroleros se utiliza la herramienta GNOME (General NOAA Operational Modeling Environment) de la Agencia Oceanografía y Atmosférica Estadounidense y la herramienta ADIOS2 (Automated Data Inquiry for Oil Spills) también de la NOAA.

Generalidades del software PHAST.

La evaluación cuantitativa de riesgos (Estimación de las consecuencias de los escenarios) tiene como finalidad determinar las posibles consecuencias de un accidente o grupo de accidentes durante la operación de una instalación. Un accidente en la operación de una instalación generalmente implica la emisión o liberación del material de proceso al medio ambiente. Esta pérdida de contención puede generar pérdidas económicas relacionadas con daños a equipos y estructuras de proceso, daños a la salud del personal e incluso la muerte. Por lo tanto, para determinar la magnitud de las consecuencias, es de vital importancia simular y cuantificar el material liberado.

Algunas de las causas principales que originan un accidente son:

- a) Errores humanos.
- b) Falla de los sistemas de control.
- c) Corrosión y desgaste de las líneas y equipos de proceso.

La duración del accidente depende en gran medida de las medidas disponibles para mitigar el evento y de la capacitación del personal de operación y el de seguridad, que en esos momentos se encuentre disponible para atender la emergencia.

Modelos de Emisión.

Los Modelos de Emisión son utilizados para determinar el flujo de descarga del material liberado, la cantidad total emitida y el estado físico del mismo. La modelación del fenómeno para una rotura o derrame accidental de un material peligroso es frecuentemente el paso más crítico en la estimación exacta de la concentración del gas corriente abajo como resultado del accidente.

Las emisiones accidentales de materiales peligrosos pueden ser instantáneas o continuas, incluyendo flujo en una o dos fases; siendo estas de tanques de almacenamiento o tuberías, los cuales pueden ser refrigerados o a presión, sobre tierra o agua y confinados o no confinados. Algunos de estos escenarios con diferentes mecanismos de emisión pueden ocurrir en tanques presurizados con líquidos refrigerados. Es conveniente mencionar que existe una gran diferencia en el comportamiento de la concentración de un gas con respecto al tiempo para una falla catastrófica (emisión instantánea) en un tanque de almacenamiento en comparación con una pequeña falla puntual (emisión continua) en el mismo tanque.

Así, el material tiene la posibilidad de fugarse por orificios o grietas en los tanques o líneas, bridas, bombas, válvulas e incluso por la apertura de una válvula de seguridad que descargue a la atmósfera, como se muestra en la Figura II.1.

Esta información es importante en la determinación de las consecuencias de un accidente y nos permite evaluar nuevos diseños del proceso, mejoras del proceso y la seguridad existente del proceso.

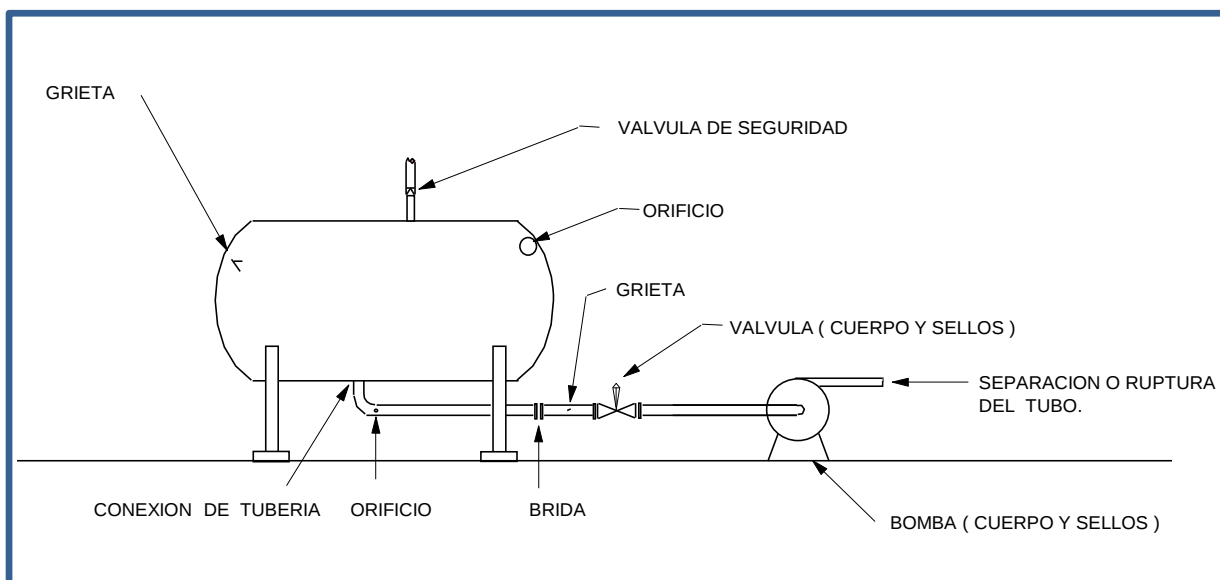


Figura II.1 Diferentes fuentes de emisión

Modelos de Dispersión.

Los modelos de dispersión se utilizan para predecir el área afectada en función del tamaño y forma de la nube, la distancia a la cual se alcanza una concentración de interés, como puede ser el límite inferior de inflamabilidad (LFL, por sus siglas en inglés) de los vapores corriente abajo del punto de emisión y en todas direcciones, para evaluar efectos por explosión y fuego o también para estimar datos de concentración en función del tiempo a distancias dadas, para evaluar efectos tóxicos en trabajadores y al público en general.

Los modelos de dispersión describen el transporte aéreo de los materiales tóxicos o inflamables desde el sitio del accidente hacia otros puntos de la planta o complejo y zona de asentamientos humanos, evaluando y determinando en qué puntos éstas emisiones son nocivas para la salud. Estos modelos están basados en la ecuación de difusión gaussiana de un gas y para su aplicación es necesario establecer una concentración máxima permisible de exposición, lo cual permite estimar el área de evacuación en caso de una contingencia. Se tiene una amplia variedad de parámetros que afectan la dispersión atmosférica, siendo los principales:

- **Velocidad del viento.** La velocidad del viento hace referencia a la dirección horizontal. Conforme la velocidad del viento se incrementa, la pluma se vuelve más larga y puntiaguda incrementándose al mismo tiempo la dilución de la misma y las sustancias se transportan más rápido corriente abajo.
- **Estabilidad atmosférica.** La estabilidad atmosférica hace referencia a condiciones meteorológicas relevantes respecto al nivel de mezclado vertical entre las capas de aire, provocada en gran medida por los efectos de gradientes de temperatura. El modelo relaciona el mezclado vertical del aire al considerar la temperatura, la humedad relativa y la radiación solar en el medio. En la Tabla II.1 se muestran las estabilidades atmosféricas de acuerdo a Pasquill-Gifford.

Tabla II.1 Estabilidades atmosféricas de Pasquill-Gifford*

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

*Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis. CCPS.AICHe. Second edition.

A: Condiciones extremadamente inestables

B: Condiciones moderadamente inestables

C: Condiciones ligeramente inestables

D: Condiciones neutras

E: Condiciones ligeramente estables

F: Condiciones moderadamente estables

- **Condiciones del terreno.** Las condiciones del terreno afectan el mezclado mecánico en la superficie y el perfil de la velocidad del viento con la altura. Los árboles y las construcciones incrementan el mezclado, mientras que los lagos y áreas abiertas lo decrementan, como se puede apreciar en la Figura II.2.
- **Altura de la emisión.** La altura de la emisión afecta significativamente la concentración al nivel de piso. Conforme la altura se incrementa, las concentraciones al nivel del piso se reducen ya que la pluma debe de dispersarse a una distancia mayor sobre la vertical, como se puede apreciar en la Figura II.3.

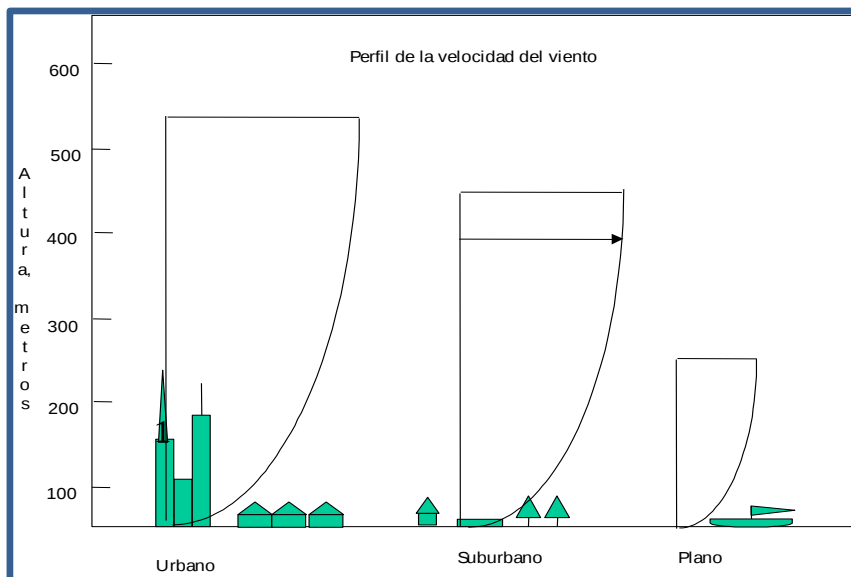


Figura II.2 Efectos de condiciones superficiales en función de gradientes verticales del viento

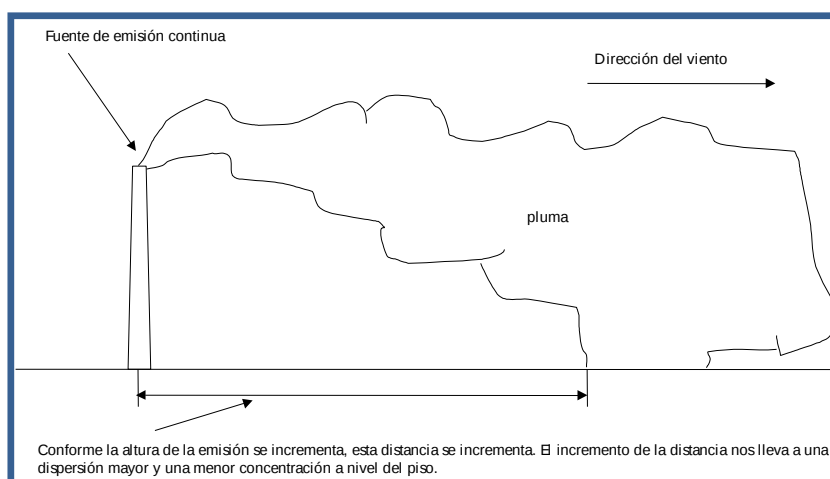


Figura II.3. Comportamiento de la pluma de acuerdo a la altura de la emisión.

- Momentum y flotación del material liberado. El momentum y la flotación inicial del material liberado cambian la altura efectiva de la emisión. Después de que el momentum y la flotación inicial se han disipado, el mezclado turbulento de la atmósfera será el efecto dominante.

Los resultados de la estimación de los modelos de dispersión también se pueden utilizar para:

- a) Desarrollar planes de emergencia con los alrededores de la comunidad.

- b) Desarrollar modificaciones a la ingeniería para eliminar fuentes de emisión.
- c) Aislar emisiones potenciales e instalar venteos apropiados u otros equipos de remoción de vapores.
- d) Reducir el inventario de materiales peligrosos.

Modelos de Fuego.

El objetivo de los modelos de fuego es determinar la magnitud de los diámetros asociados a la intensidad de radiación térmica. Es conveniente mencionar que existe una energía mínima requerida para iniciar la combustión, la cual se conoce como Energía Mínima de Ignición (EMI). La EMI depende de la especie química o de la mezcla que se trate, la concentración, la presión y la temperatura. Se ha comprobado experimentalmente que conforme la presión se incrementa la EMI decrece.

Los modelos de fuego son correlaciones empíricas que nos permiten:

- Estimar los niveles de radiación térmica para una distancia dada y determinar zonas de afectación.
- Proponer medidas de mitigación.
- Disminución del inventario.
- Reducción del volumen de los recipientes.
- Modificación de la distribución y localización de la planta.
- Fortalecimiento de los recipientes y otros equipos de la planta; y
- Reforzamiento de los cuartos de control.

Tipos de fuego.

- Chorro de fuego (Jet Fire).
- Bola de fuego. (Fire Ball).
- Alberca de fuego. (Pool Fire).
- Blevé (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion cuya traducción sería "Expansión explosiva del vapor de un líquido en ebullición").

Modelos de Explosión.

Los accidentes por explosión involucran la pérdida de contención de líquidos inflamables y/o gases como combustibles. La probabilidad de ocurrencia de estos accidentes dentro de una instalación puede reducirse por medio de un diseño adecuado del proceso y de la ingeniería de confiabilidad al considerar las normas y códigos de referencia. En términos generales necesitan presentarse diferentes características para que pueda ocurrir la explosión de la nube de vapor que se genera:

- Primero: El material emitido debe ser inflamable y en condiciones tales de presión y temperatura (fase de emisión).
- Segundo: Una nube de vapor de suficiente tamaño debe formarse antes de que se presente la ignición (fase de dispersión). Si la ignición ocurre inmediatamente puede presentarse una bola de fuego, flama a chorro o un fuego grande con una pequeña probabilidad de sobrepresión. Si se permite la formación de la nube y la ignición ocurre posteriormente, el efecto de sobrepresión puede ser muy grande con consecuencias muy severas. Igniciones retardadas con un tiempo de 1 a 5 minutos son las más probables de

ocurrir aunque también se han presentado igniciones con un tiempo de retardo de 30 minutos.

- Tercero: Una suficiente cantidad de la nube debe estar entre el rango inflamable del material para que cause la explosión. La nube de vapor generalmente presenta tres regiones: una región rica, cercana al punto de emisión; la región pobre, al final de la nube y una región que se encuentra entre estos rangos de inflamabilidad. La porción de la nube de vapor en cada región depende de muchos factores que incluyen el tipo y cantidad del material emitido, tamaño del orificio, grado de confinamiento de la nube y las condiciones ambientales.
- Cuarto: La onda de choque generada por la explosión de la nube puede variar grandemente y está determinada por la velocidad de propagación de la flama. En la mayoría de los casos el modo de propagación de la flama es la deflagración. Esta puede describirse como la combustión del material emitido, en la cual la velocidad de propagación es dominada por los fenómenos de transporte molecular y turbulento. En la ausencia del efecto de la turbulencia (esto es, en condiciones de flujo laminar o cercanas al laminar), la velocidad normal de la flama para hidrocarburos es del orden de 5-30 m/s. Esta velocidad es muy lenta para producir efectos de sobrepresión significantes, por lo que la nube de vapor únicamente se quemará en forma rápida (Flash Fire). Bajo condiciones extraordinarias, la detonación puede presentarse, debido al efecto de la turbulencia.

Las explosiones de gas son caracterizadas por rápida combustión, en la cual la alta temperatura de los productos de combustión se expande y afectan a sus alrededores. De este modo el calor de combustión de una mezcla aire-combustible (energía química) es parcialmente convertido en una expansión (energía mecánica). La energía mecánica es transferida a los alrededores en la forma de una onda de choque. En la atmósfera, una onda de choque es experimentada como un cambio dinámico de los parámetros de presión, densidad y velocidad de las partículas de un gas.

Los modelos de explosión se usan para determinar radios y/o zonas de afectación para ciertos niveles de sobrepresión. Los modelos típicos de explosión son:

- Modelo TNT.
- Explosión física.

Evaluación de Efecto.

Para el propósito de evaluar los efectos en humanos, las consecuencias pueden ser expresadas en muertes o daños a la salud. Si se trata de estructuras y edificios, las consecuencias pueden ser pérdidas económicas.

Dependiendo de las características de los materiales liberados a la atmósfera tenemos diferentes efectos.

- Efectos por fuego.
- Efectos por explosión.
- Efectos por toxicidad.

Efectos por fuego.

Los efectos por fuego son evaluados en función de la radiación térmica a la que puede estar expuesto un individuo o equipo durante un tiempo dado.

El efecto de la radiación térmica en un individuo se manifiesta en quemaduras de 1er, 2do y 3er grado.

Por otra parte, la radiación térmica en equipos provocara daños estructurales, ya que estructuras de acero, por ejemplo, fallarán cuando sean expuestos a temperaturas entre 500 a 600 °C. Los efectos esperados u observados por radiación térmica se muestran en la Tabla II.2.

Tabla II.2 Efectos por radiación térmica

Intensidad de radiación térmica kW/m ²	Efecto esperado u observado
37.5	Suficiente para causar daño en equipos de proceso (Banco Mundial).
25	Intensidad de energía mínima requerida para provocar la ignición de la madera en exposiciones prolongadas, no requiriéndose fuente de ignición alterna (Banco Mundial)
15.77	Intensidad en áreas con estructuras en donde no es deseable tener personal y en donde se cuenta con blindaje a la radiación térmica (API 521).
12.5	Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico (Banco Mundial)
9.5	El umbral del dolor se alcanza con 8 seg. de exposición; las quemaduras de segundo grado se presentan con períodos de exposición de 20 seg. (Banco Mundial).
9.46	La exposición debe ser limitada a pocos segundos, suficientes para escapar. (API 521).
6.31	Intensidad en áreas donde acciones de emergencia, con duración hasta de un minuto, pueden ser realizadas con equipo apropiado (API 521).
5.0	El umbral de dolor se alcanza después de 20 segundos de exposición, son probables las quemaduras de segundo grado.
4.73	Intensidad de calor en áreas donde acciones de emergencia, con duración hasta de varios minutos, se pueden realizar por parte de personal sin blindaje, pero con ropa apropiada (API 521).
4	Suficiente para causar dolor al personal, en caso de que éste no se resguarde en 20 seg.; Sin embargo es probable la formación de ampollas en la piel (Banco Mundial)
1.58	Valor empleado para localidades donde el personal es expuesto continuamente (API 521).
1.4	No se presentan molestias, aunque durante largos periodos de exposición equivale a la intensidad del sol de verano a medio día.

Guías Técnicas para realizar Análisis de Riesgos de Proceso. Documento 800-16400-DCO-GT-75, Rev. 2

Efectos por explosión.

Los efectos por explosión predicen los impactos de la onda expansiva y los proyectiles en personas y objetos.

Para producir fatalidades (debido a hemorragias internas) se requieren sobrepresiones ≥ 15 psig, pero se ha observado que los mayores daños son los producidos por proyectiles.

En la Tabla II.3 se muestra los efectos esperados u observados por sobrepresión:

Tabla II.3 Efectos esperados u observados por sobrepresión

Ondas de sobrepresión psi	Efecto
0.02	Ruido fuerte (equivalente a 137 dB a bajas frecuencias, 10-15 Hz).
0.03	Ruptura ocasional de vidrio en ventanas grandes y bajo tensión.
0.04	Ruido muy fuerte (143 dB), rotura de vidrios por onda sonora.
0.1	Rotura de ventanas pequeñas bajo tensión.
0.15	Presión típica para rotura de vidrio.
0.3	Probabilidad de 0.95 de no sufrir daño serio debajo de este valor de presión; 10% de vidrios rotos.
0.4	Daño estructural menor.
0.5	Daño a ventanas pequeñas y grandes.
0.7	Daño menor a estructuras de casa.
1.0	Demolición parcial de casas (tal que son inhabitables).
1-2	Asbesto corrugado, acero corrugado y paneles de madera desplazados y dañados.
2	Colapso parcial de paredes y techos de casas.
2-3	Muros no reforzados ladeados y parcialmente dañados.
2.3	Límite inferior para daño estructural serio.
2.5	Destrucción del 50% de construcciones de ladrillo.
3	Daños a edificios con estructura metálica, equipo pesado sufre poco daño.
3-4	Rotura de tanques de almacenamiento de crudo.
4	Recubrimiento de edificios industriales fracturado.
5	Rotura de postes de madera
5-7	Destrucción prácticamente completa de casas.
7	Volcado de carros de ferrocarril
7-8	Muros de ladrillo, de 8 a 12 pulgadas de espesor y no reforzados, fallan.
9	Demolición completa de carros de ferrocarril cargados
10	Probable destrucción total de casas, maquinaria de 7000 lb desplazada y dañada severamente, sobrevive la maquinaria de 12,000 lb.
300	Formación de cráter.

Evaluación de las Consecuencias por Efectos de Inflamabilidad (Radiación Térmica).

Los criterios de evaluación de consecuencias por efectos de radiación térmica utilizados en la simulación son de 1.4 KW/m² y 5 KW/m², basados en los criterios indicados por la Secretaría

de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) para definir la zona de alto riesgo y la zona de amortiguamiento, respectivamente. En la Tabla II.4 pueden observarse a más detalle los efectos que producen niveles de radiación cercanos a los especificados, tanto en los equipos como en el personal que se encuentre laborando.

Evaluación de las Consecuencias por Efectos de Explosividad (Sobrepresión).

Para evaluar los efectos por sobrepresión se definieron los valores de 0.5 psig y 1 psig, que están basados en los criterios indicados por la SEMARNAT para definir la zona de alto riesgo y la zona de amortiguamiento por sobrepresión en caso de explosión, respectivamente. La Tabla II.5 muestra el grado de afectación para cada nivel de presión generada por la probable explosión para los valores de sobrepresión en el rango estimado.

Tabla II.4. Efectos por Radiación Térmica.

Zona de protección	Nivel de Exposición	Definición
Zona de alto riesgo	5 kW/m ²	El umbral de dolor se alcanza después de 20 segundos de exposición, son probables las quemaduras de segundo grado.
Zona de amortiguamiento	1.4 kW/m ²	No se presentan molestias, aún durante largos periodos de exposición. Es el flujo térmico equivalente al del sol en verano y al medio día.

Tabla II.5. Efectos por Sobrepresión para diferentes valores de sobrepresión.

Zona	Nivel de Exposición	Definición
Zona de alto riesgo	1 psi	Láminas de asbesto corrugado, se hacen añicos, daño en paneles de aluminio o acero corrugado y accesorios de sujeción con pandeo, daños en paneles de madera y accesorios de sujeción. Demolición parcial de las casas habitación, quedan inhabilitadas. Umbral para el 1% de ruptura de tímpanos y el 1% de heridas serias por proyectiles.
Zona de amortiguamiento	0.5 psi	Ventanas grandes y pequeñas normalmente se hacen añicos; daño ocasional a los marcos de las ventanas. Limitado a daños menores a estructuras.

Evaluación de las Consecuencias por Efectos de toxicidad.

Algunas asociaciones y agencias gubernamentales extranjeras emplean índices de toxicidad para medir la peligrosidad de las sustancias. El National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH) establece el índice IDLH (Immediately Dangerous to Life and Health), como el evento de una exposición accidental a una sustancia química. Este límite representa la concentración abajo de la cual un individuo puede escapar, dentro de 30 minutos, sin experimentar dificultades para el escape o efectos irreversibles a su salud. Los valores IDLH son publicados en la NIOSH Pocket Guide to Chemical Hazards y sus valores pueden llegar a

cambiar por lo que es importante que el analista revise la última versión disponible.

La Association Conference Government Industry Higienyc (ACGIH) establece los índices TLV (TWA, STEL), como los valores límite umbral (Threshold Limit Values) para condiciones que corresponden más al campo de la salud ocupacional que de los accidentes y se definen como:

- "TLV₈-TWA" (Time Weighted Average), concentración media a la cual la mayoría de trabajadores expuestos durante su vida laboral no sufren efectos adversos.
- "TLV₁₅-STEL" (Short Term Exposure Limit), concentración a la que la mayoría de trabajadores pueden exponerse por hasta 15 min. sin sufrir adormecimiento que les predisponga a accidente o dificulte mecanismos de defensa.

Metodología para la estimación de consecuencias.

Para la realización del presente estudio se ha establecido la metodología apropiada que contempla lo dispuesto en los lineamientos de la "Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo", de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), de acuerdo al apartado descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones señalado en la referida guía. Para ello se consideran las siguientes etapas.

- a) Identificación de Escenarios: El primer paso consiste en identificar, los posibles incidentes que pueden presentarse en las instalaciones en estudio. Esta selección de escenarios es importante debido a que el proceso de estimación de consecuencias es laborioso, de manera tal que se analizan los que por su magnitud y frecuencia representan un alto riesgo.
- b) Definición de los parámetros de Entrada: Para efectuar la simulación de los diferentes escenarios, es necesario conocer la composición del material, así como sus condiciones de operación como presión y la temperatura, así como identificar la geometría de la tubería o recipiente del que se libera el material y las características de la superficie sobre la que se evalúan las consecuencias.
- c) Modelado de la Fuente de emisión: Para la determinación del flujo de descarga del material, la cantidad total emitida y el estado físico del mismo; así como modelado de la Dispersión y de los efectos por radicación térmica, sobrepresión y toxicidad.

Cada uno de los modelos matemáticos mencionados (Ver Figura II.4), están contemplados en el software del simulador comercial PHAST Versión 7.11, licenciado por Det Norske Veritas (DNV). Los resultados de la modelación se obtuvieron con base a las condiciones meteorológicas de la zona (presión atmosférica, temperatura ambiente, humedad relativa, velocidad del viento).

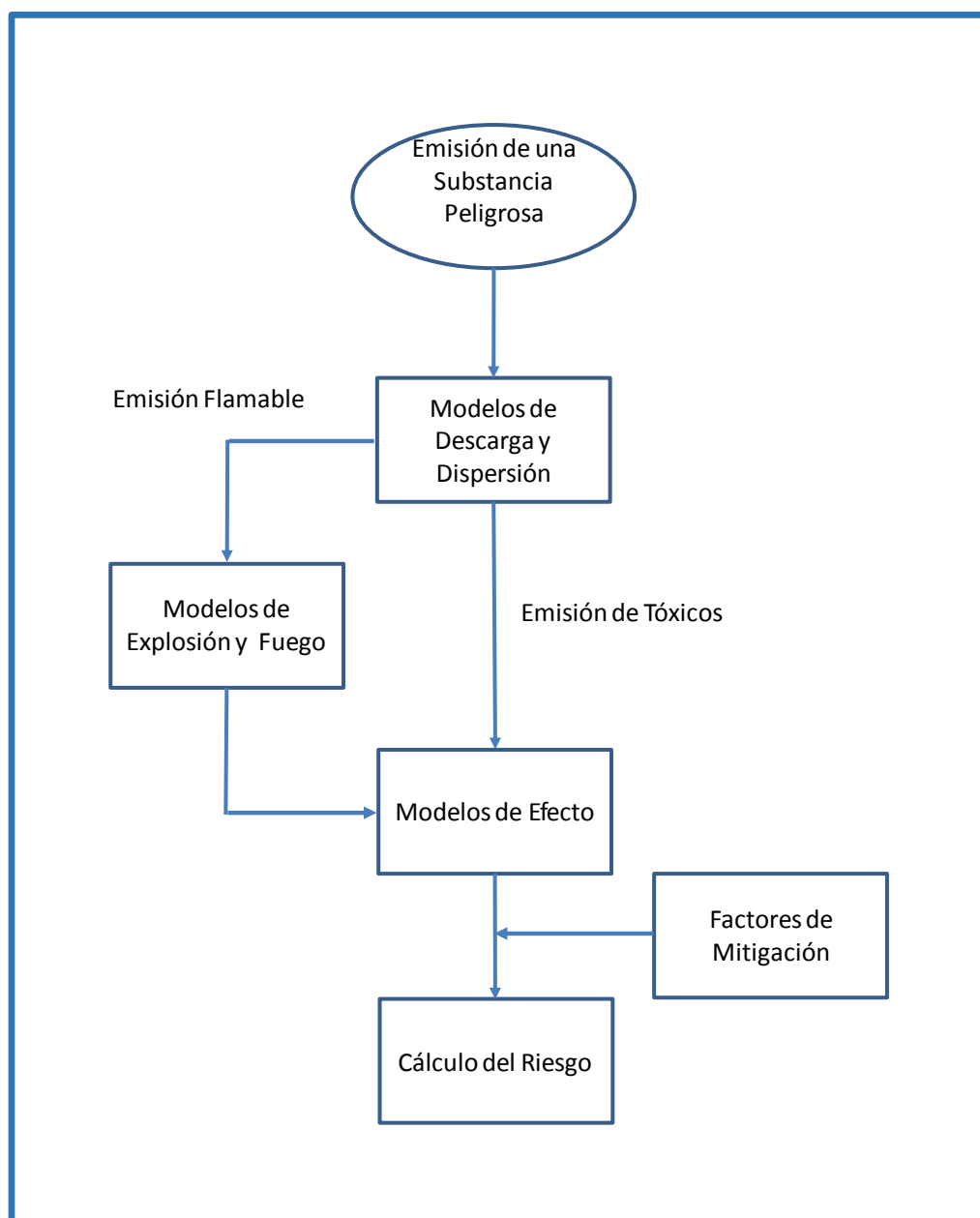


Figura II.4. Modelos utilizados en el análisis cuantitativo.

Condiciones ambientales y Parámetros técnicos para la simulación.

Condiciones Atmosféricas.

De acuerdo a las condiciones atmosféricas reportadas en la Manifestación de Impacto Ambiental modalidad Regional (Capítulo IV), en la siguiente tabla se indican los valores promedio de los diferentes parámetros utilizados para la estimación de Consecuencias.

Tabla II.6 Condiciones ambientales promedio.

Parámetro	Valor
Velocidad del Viento, m/s	3.68, 4.64
Humedad Relativa media anual, %	77
Temperatura Ambiente promedio anual (media), °C	26.6

Asimismo, siguiendo las recomendaciones de la SEMARNAT se utiliza en la simulación de los escenarios una velocidad de viento de 1.5 m/s y estabilidad clase F; que es un valor usado comúnmente para estimar las consecuencias de los escenarios más críticos o más probables.

Composiciones

En lo referente a las principales composiciones de los materiales que serán manejados en las instalaciones, se toma como base la composición de fluidos que se indican en la Tabla II.7, para los escenarios durante la etapa de perforación de pozos:

Tabla II.7 Composición química del Crudo en la etapa 1

Componente	Depósito de líquido	
	% Peso	% Mol
Nitrógeno	0.087	0.415
Dióxido de carbono	0.019	0.057
Sulfuro de hidrógeno		0.003
Metano	3.671	30.627
Etano	1.419	6.314
Propano	2.122	6.439
I-Butano	0.425	0.979
N-Butano	1.566	3.606
I-Pentano	0.784	1.455
N-Pentano	1.2	2.227
N-Hexano	2.098	3.258
M-C-Pentano	0.295	0.469
Benceno	0.05	0.086
Ciclohexano	0.18	0.286
N-Heptano	2.064	2.757
M-C-Hexano	0.414	0.565
Tolueno	0.577	0.839
N-Octano	2.493	2.921
E-Benceno	0.214	0.27
M/P Xileno	0.376	0.474
O-Xileno	0.138	0.173
N-Nonano	2.328	2.429
Pseudo-C ₁₀ H ₂₂	3.249	3.245
Pseudo-C ₁₁ H ₂₄	2.99	2.723
Pseudo-C ₁₂ H ₂₆	2.787	2.317
Pseudo-C ₁₃ H ₂₈	2.774	2.121
Pseudo-C ₁₄ H ₃₀	2.561	1.804
Pseudo-C ₁₅ H ₃₂	2.667	1.733
Pseudo-C ₁₆ H ₃₄	2.508	1.512

Componente	Depósito de líquido	
	% Peso	% Mol
Pseudo-C ₁₇ H ₃₆	2.327	1.314
Pseudo-C ₁₈ H ₃₈	2.242	1.195
Pseudo-C ₁₉ H ₄₀	2.265	1.153
Pseudo-C ₂₀ H ₄₂	2.056	1.001
Pseudo-C ₂₁ H ₄₄	2.054	0.945
Pseudo-C ₂₂ H ₄₆	1.931	0.847
Pseudo-C ₂₃ H ₄₈	1.815	0.764
Pseudo-C ₂₄ H ₅₀	1.718	0.695
Pseudo-C ₂₅ H ₅₂	1.664	0.646
Pseudo-C ₂₆ H ₅₄	1.58	0.589
Pseudo-C ₂₇ H ₅₆	1.582	0.566
Pseudo-C ₂₈ H ₅₈	1.538	0.530
Pseudo-C ₂₉ H ₆₀	1.567	0.522
C ₃₀₊	33.601	7.129

Para el caso de las principales corrientes para la estimación de consecuencias de los escenarios durante la etapa de producción del proyecto, se consideraron las composiciones para el crudo y productos de exportación de acuerdo a las composiciones señaladas en las Tablas II.8 y II.9, que se indican a continuación.

Tabla II.8. Composición química del Crudo etapa 2*

Componente	% mol
CO ₂	0.03
H ₂ S	0.000
Metano	21.91
Etano	4.48
Propano	5.02
i-Butano	0.79
n-Butano	3.03
i-Pentano	1.37
n-Pentano	2.18
n-Hexano	3.51
m-Ciclopentano	0.49
Nitrogeno	0.29
Benceno	0.08
Ciclohexano	0.31
n-Heptano	2.91
m-Ciclohexano	0.58
Tolueno	0.32
n-Octano	3.02
E-Benceno	0.25
m-Xileno	0
p-Xileno	0.49
o-Xileno	0.18
n-Nonano	2.54
n-Decano	3.35

Componente	% mol
n-C11	2.83
n-C12	2.41
n-C13	2.24
n-C14	1.94
n-C15	1.84
n-C16	1.64
n-C17	1.44
n-C18	1.33
n-C19	1.29
n-C20	1.14
n-C21	1.03
n-C22	0.97
n-C23	0.87
n-C24	0.80
n-C25	0.74
n-C26	0.70
n-C27	0.68
n-C28	0.63
n-C29	0.61
n-C30	0
H ₂ O	8.64
n-DotriC32	0
TEGlycol	0
C30-R2*	8.36
C30-R3*	0.77
1Pentantiol	0.0015

* A partir de la corriente 1 del balance de materia y energía.

Tabla II.9. Composición de productos de exportación*

Componente	% mol	
	Gas de exportación	Aceite de exportación
CO ₂	0.080	0
H ₂ S	0	0
Metano	67.85	0.01
Etano	12.97	0.13
Propano	11.51	1.17
i-Butano	1.17	0.47
n-Butano	3.60	2.27
i-Pentano	0.71	1.57
n-Pentano	0.83	2.70
n-Hexano	0.27	5.31
Mciclopentano	0.04	0.74

Componente	% mol	
	Gas de exportación	Aceite de exportación
Nitrogeno	0.91	0
Benceno	0.01	0.13
Ciclohexano	0.02	0.47
n-Heptano	0.03	4.75
Mciclohexano	0.01	0.95
Tolueno	0	0.53
n-Octano	0	5.07
E-Benceno	0	0.42
m-Xileno	0	0
p-Xileno	0	0.82
o-Xileno	0	0.30
n-Nonano	0	4.31
n-Decano	0	5.72
n-C11	0	4.84
n-C12	0	4.12
n-C13	0	3.83
n-C14	0	3.32
n-C15	0	3.15
n-C16	0	2.80
n-C17	0	2.47
n-C18	0	2.28
n-C19	0	2.21
n-C20	0	1.95
n-C21	0	1.77
n-C22	0	1.65
n-C23	0	1.49
n-C24	0	1.37
n-C25	0	1.27
n-C26	0	1.19
n-C27	0	1.16
n-C28	0	1.07
n-C29	0	1.05
n-C30	0	0
H ₂ O	0	3.55
n-DotriC32	0	0

Componente	% mol	
	Gas de exportación	Aceite de exportación
TEGlycol	0	0
C30-R2*	0	14.32
C30-R3*	0	1.32
1Pentantiol	0	0.0026

* A partir de las corrientes 28 y 49 del balance de materia y energía, respectivamente.

Tiempo de fuga

Para la determinación del tiempo de fuga se consideraron los criterios incluidos en la publicación Layer of Protection Analysis del Center for Chemical Process Safety (CCPS) of the American Institute of Chemical Engineers, donde señala que para acciones bien documentadas con indicaciones claras y confiables, la respuesta del operador es de 10 minutos. Adicionalmente en el Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis del CCPS señala este mismo tiempo como condición de liberación en caso de fugas.

Diámetros de fuga

Para determinar los diámetros de fuga se consideraron los criterios del Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis del CCPS y el documento “Guías Técnicas para realizar Análisis de Riesgos de Proceso (800-16400-DCO-GT-75, Rev. 2)”; tomando en cuenta en las corridas los orificios que pudieran dar las mayores afectaciones en su evaluación, siendo la rotura de línea o fugas que originan pérdidas de contención igual al máximo flujo que pasa por la línea donde se presenta el escenario para establecer para los peores casos y un porcentaje del diámetro de las tuberías para establecer los casos probables.

Los valores empleados en cada escenario se indican de manera puntual en cada uno de los escenarios evaluados, mismos que se muestran en las Tablas II.13 a II.28.

Una vez definidos los parámetros requeridos por el software Phast Ver. 7.11, se llevó a cabo la evaluación de los escenarios identificados (más críticos) resultantes de la aplicación de la metodología HAZID. (Ver Tablas II.10 y II.11).

Generalidades del software para simulación de derrames en el mar

Para predecir la evolución en el espacio y tiempo de dispersión por derrames, se empleó un Modelo regional tridimensional implementado por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), con refinamiento en la zona costera, con los detalles de los cuerpos de agua como estuarios y lagunas costeras y descargas de ríos, dicho modelo ha sido validado con datos de campo en 2011 para Dos Bocas y en 2017 en la zona somera del Golfo de México, la información proporcionada por el modelo hidrodinámico es la entrada de las herramienta GNOME (General NOAA Operational Modeling Environment) de la Agencia Oceanografía y Atmosférica Estadounidense y ADIOS2 (Automated Data Inquiry for Oil Spills).

Modelo Regional.

El modelo regional del IMP utiliza los resultados de corrientes en 3 dimensiones del modelo de mesoescala Hycom (Halliwell et al, 1998); los valores de velocidad y dirección de corriente son

introducidos en las fronteras norte y oeste del modelo regional con lo cual sus consideran la circulación global del Golfo de México.

Los modelos hidrodinámicos del IMP mejoran la predicción de las corrientes en las zonas costeras debido a que incorporan información de los vientos locales, las lagunas costeras y los aportes fluviales. De este modelo se extraen los campos de corrientes marinas en la zona del ducto del campo Hokchi.

El modelo del IMP está basado en el código hidrodinámico Telemac 3d en elementos finitos (Hervouet, 2003), el cual mejora la representación de los campos de corrientes a nivel local agregando una mayor definición de la costa, cuerpos de agua costeros (desembocaduras de Ríos y lagunas costeras), viento local y descargas de agua dulce.

Los datos de vientos se toman de la base de datos NCAR (NCAR, en línea), los de aportes de agua dulce de la base de datos BANDAS (BANDAS, en línea) y para la geomorfología costera de las bases de datos del INEGI (INEGI, en línea).

La base teórica de las simulaciones numéricas hidrodinámicas es la solución de las ecuaciones matemáticas de Navier Stokes generales para la dinámica de fluidos computacional. Las hipótesis que son aplicadas son la conservación de la masa, de la cantidad de movimiento y de la energía.

El método de solución de las ecuaciones es el de elementos finitos, que permite resolver las ecuaciones con refinamientos en las zonas costeras. El código Telemac es desarrollado por un consorcio donde participa Electricité de France, HR Wallingford UK y el Centro Nacional de Ciencias de Canadá.

Para las simulaciones propiamente de los derrames petroleros se utiliza la herramienta GNOME (General NOAA Operational Modeling Environment) de la Agencia Oceanografía y Atmosférica Estadounidense, esta herramienta predice las trayectorias de los hidrocarburos derramados utilizando los campos de corrientes marinas del modelo regional y la herramienta ADIOS2 (Automated Data Inquiry for Oil Spills) también de la NOAA para predecir los cambios físicos y químicos de los hidrocarburos en el medio marino.

Para predecir las consecuencias de un derrame se siguen los siguientes pasos.

- Análisis de la información oceanográfica y atmosférica de la zona provenientes del modelo regional.
- Selección de dos escenarios oceanográficos y atmosféricos: reinante (el más probable) y dominante (el más intenso).
- Simulación de derrames: trayectorias y cambios físico-químicos.
- Propuestas de medidas de mitigación en base a los resultados de las simulaciones.

Selección de escenarios para estimación de consecuencias

Tomando como base las etapas descritas en el Capítulo I, siguiendo la trayectoria de flujo de proceso y particularmente considerando los eventos de alto riesgo identificados de acuerdo a la jerarquización mostrada en las Tablas I.35 y I.37 del Capítulo I del presente documento, se establecieron los escenarios para efectuar la estimación de consecuencias utilizando el software PHAST, los cuales se indican en las siguientes Tablas:

Tabla II.10. Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST durante la etapa de perforación y completación de pozos (Etapa 1)

Trazabilidad con el HAZID*		Identificación	Escenario propuesto
Sistema/Código	Consecuencias		
Sistema 3/ Código 01.02	Fatalidades, incendio y explosión	ESC-HK-01.0	Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma satélite (peor caso).
Sistema 3/ Código 01.02	Fatalidades, incendio y explosión	ESC-HK-02.0	Fuga de crudo por orificio de 0.7 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma satélite (caso más probable).
Sistema 3/ Código 01.02	Fatalidades, incendio y explosión	ESC-HK-03.0	Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma central (peor caso).
Sistema 3/ Código 01.02	Fatalidades, incendio y explosión	ESC-HK-04.0	Fuga de crudo por orificio de 0.7 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma central (caso más probable).

*Ver hojas de trabajo HAZID incluidas en el Anexo 9.

Tabla II.11. Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST durante la etapa de producción. (Etapa 2)

Trazabilidad con el HAZID		Consecuencia*	Identificación	Escenario propuesto
Nodo	Peligro/ Causa			
2 (Plataformas)	8 (Daño ambiental/emergencia/ problemas de vertidos) 13 (Impacto de un buque) 35 (Riesgo de explosión de fuego general) 71 (Seguridad-sabotaje)	Pérdida de contención	ESC-HK-05.0	Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de la plataforma central debido a sobrepresión (caso más probable)
	8 (Operaciones Simultaneas con producción)	2 (Perforación-pérdida de contención en boca de pozo)		

Trazabilidad con el HAZID		Consecuencia*	Identificación	Escenario propuesto
Nodo	Peligro/ Causa			
2 (Plataformas)	8 (Daño ambiental/emergencia/ problemas de vertidos) 13 (Impacto de un buque) 35 (Riesgo de explosión de fuego general) 71 (Seguridad-sabotaje)	Pérdida de producción	ESC-HK-06.0	Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma central por rotura debido a sobrepresión (peor caso)
8 (Operaciones Simultaneas con producción)	2 (Perforación-pérdida de contención en boca de pozo)	Pérdida de contención		
2 (Plataformas)	8 (Daño ambiental/emergencia/ problemas de vertidos) 13 (Impacto de un buque) 35 (Riesgo de explosión de fuego general) 71 (Seguridad-sabotaje)	Pérdida de producción	ESC-HK-07.0	Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de la plataforma satélite debida a sobrepresión (caso más probable)
8 (Operaciones Simultaneas con producción)	2 (Perforación-pérdida de contención en boca de pozo)	Pérdida de contención		
2 (Plataformas)	8 (Daño ambiental/emergencia/ problemas de vertidos) 13 (Impacto de un buque) 35 (Riesgo de explosión de fuego general) 71 (Seguridad-sabotaje)	Pérdida de producción	ESC-HK-08.0	Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma satélite por rotura debido a sobrepresión (peor caso)
8 (Operaciones Simultaneas con producción)	2 (Perforación-pérdida de contención en boca de pozo)	Pérdida de contención		
4 (Instalaciones terrestres)	6 (Seguridad.-sabotaje/ vandalismo/ perturbación civil)	Sabotaje y vandalismo/ Pérdida de contención	ESC-HK-09.0	Fuga de gas en bridas por un diámetro equivalente en la línea de salida de 6 plg del compresor por sobrepresión debido a bloqueo por terceras partes.
6 (Mantenimiento)	9 (Mantenimiento)	Pérdida de contención	ESC-HK-10.0	Fuga en sellos de la bomba de aceite de exportación por un diámetro equivalente en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso.
1 (Procesamiento en tierra e instalaciones de producción)	3 (Impactos ambientales-impactos sobre la biodiversidad)	Fugas en tanques de almacenamiento	ESC-HK-11.0	Fuga de aceite de exportación en el tanque de almacenamiento de 45,000 bls por falla mecánica o apertura de la válvula de

Trazabilidad con el HAZID		Consecuencia*	Identificación	Escenario propuesto
Nodo	Peligro/ Causa			
	4 (Impacto ambiental operaciones de emergencia) 7 (Riesgo de incendio y explosión) 37 (falla de servicios-alimentación) 38 (falla de servicios-potencia (debido a tormentas eléctricas))			drenado del tanque por error humano.
1 (Procesamiento en tierra e instalaciones de producción)	3 (Impactos ambientales-impactos sobre la biodiversidad) 4 (Impacto ambiental operaciones de emergencia) 7 (Riesgo de incendio y explosión) 37 (falla de servicios-alimentación) 38 (falla de servicios-potencia (debido a tormentas eléctricas))	Fugas en tanques de almacenamiento	ESC-HK-12.0	Fuga de diesel en bridas de la línea de entrega del tanque de almacenamiento de 250 m ³ (1,572 bls) en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso.
3 (Tuberías)	4 (Pérdida de contención-fugas o derrames- productos químicos peligrosos) 89 (derecho de vía)	Pérdida de contención	ESC-HK-13.0	Pérdida de contención de aceite de exportación en el ducto de 14 plg por afectación de terceras partes en el tramo Planta Hokchi Paraíso-estación de medición.
3 (Tuberías)	4 (Pérdida de contención-fugas o derrames- productos químicos peligrosos) 89 (derecho de vía)	Pérdida de contención	ESC-HK-14.0	Pérdida de contención de gas de exportación en el ducto de 6 plg por afectación de terceras partes en el tramo Planta Hokchi Paraíso-estación de medición.
4 (Instalaciones terrestres)	6 (Seguridad.-sabotaje/ vandalismo/ perturbación civil)	Sabotaje y vandalismo/ Pérdida de contención	ESC-HK-15.0	Fuga de gas de exportación en la estación de medición por impacto externo o afectación por terceras partes.
4 (Instalaciones terrestres)	6 (Seguridad.-sabotaje/ vandalismo/ perturbación civil)	Sabotaje y vandalismo/ Pérdida de contención	ESC-HK-16.0	Fuga de aceite de exportación en la estación de medición por impacto externo o afectación por terceras partes.

*La consecuencia se define a través de las columnas 1, 2 y 4 de las hojas de trabajo HAZID incluidas en el Anexo 10.

Adicionalmente, con el empleo de software especializado se evaluó la afectación debido al derrame de hidrocarburo al mar, debido a riesgos naturales (Ver Tabla I.15 del Capítulo I del presente estudio), proponiéndose los escenarios que se indican en la siguiente tabla.

Tabla II.12. Escenarios evaluados por derrame de hidrocarburo en el mar.

Trazabilidad con el HAZID		Consecuencia*	Identificación	Escenario propuesto
Nodo	Peligro/ Causa			
3 (Tuberías)	4 (Pérdida de contención-fugas o derrames- productos químicos peligrosos)	Pérdida de contención y/o riesgos naturales**	ESC-HK-17.0	Pérdida de contención de crudo en el ducto de producción de 14 plg en inmediaciones de la plataforma satélite por rotura de línea debido a impacto externo o fenómenos naturales (peor caso)
3 (Tuberías)	4 (Pérdida de contención-fugas o derrames- productos químicos peligrosos)	Pérdida de contención y/o riesgos naturales**	ESC-HK-18.0	Pérdida de contención de crudo a la mitad de la trayectoria del ducto de producción de 14 plg por riesgos naturales
3 (Tuberías)	4 (Pérdida de contención-fugas o derrames- productos químicos peligrosos)	Pérdida de contención y/o riesgos naturales**	ESC-HK-19.0	Pérdida de contención de crudo en el ducto de producción de 14 plg a la llegada de las instalaciones terrestres por rotura de línea debido a riesgos naturales (peor caso)

*La consecuencia se define a través de las columnas 1, 2 y 4 de las hojas de trabajo HAZID incluidas en el Anexo 10.

** Definido a través de la tabla I.15 del Capítulo I de este documento (Análisis de riesgo geológico cualitativo regional final para el Campo Hokchi Este y Oeste)

Para llevar a cabo la estimación de consecuencias empleando el software PHAST, en las siguientes tablas se indican los datos de entrada al simulador de cada uno de los escenarios de riesgo planteados.

Tabla II.13 Datos de entrada Escenario ESC-HK-01.0

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: Hokchi Energy S.A. de C.V.			
Clave del escenario: ESC-HK-01.0			
Nombre del escenario: Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma satélite (peor caso).			
Descripción del escenario de riesgo			
Pérdida de contención de crudo considerando un diámetro de 3.5 pulgadas durante la etapa de perforación en la plataforma satélite, con un tiempo de liberación de 10 min.			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	3
Temperatura ambiente (°C)	26.6	26.6	26.6
Humedad relativa (%)	77	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: __, Marina: <u>X</u> , Otra: __		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	3
Velocidad del viento (m/s)	1.5	3.68	4.64
Estabilidad Pasquill	F	D	D
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Crudo (Hk)			
Componentes y % mol de la mezcla: N ₂ = 0.415%; CO ₂ = 0.057%; H ₂ S = 0.003%; Metano = 30.627%; Etano = 6.314%; Propano = 6.439%; I-Butano = 0.979%; N-Butano = 3.606%; I-Pentano = 1.455%; N-Pentano = 2.227%; N-Hexano = 3.258%; M-C-Pentano = 0.469%; Benceno = 0.086%; Ciclohexano = 0.286%; N-Heptano = 2.757%; M-C-Hexano = 0.565%; Tolueno = 0.839%; N-Octano = 2.921%; E-Benceno = 0.27%; M/P Xileno = 0.474 %; O-Xileno = 0.173% N-Nonano = 2.429%; Pseudo-C10H22 = 3.245%; Pseudo-C11H24 = 2.723%; Pseudo-C12H26 = 2.317%; Pseudo-C13H28 = 2.121%; Pseudo-C14H30 = 1.804%; Pseudo-C15H32 = 1.733%; Pseudo-C16H34 = 1.512% Pseudo-C17H36 = 1.314%; Pseudo-C18H38 = 1.195%; Pseudo-C19H40 = 1.153; Pseudo-C20H42 = 1.001%; Pseudo-C21H44 = 0.945%; Pseudo-C22H46 = 0.847%; Pseudo-C23H48 = 0.764%; Pseudo-C24H50 = 0.695%; Pseudo-C25H52 = 0.646%; Pseudo-C26H54 = 0.589%; Pseudo-C27H56 = 0.566%; Pseudo-C28H58 = 0.530%; Pseudo-C29H60 = 0.522%; C30+ = 7.129%			
Fase	Líquida		
Inventario (Kg)	221,936*		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	NA		
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: __, Otra: <u>X</u>		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>Tubería</u>		
Temperatura (°C)	120**		
Presión (psi)	995.63 (70 Kg/cm²)**		
Altura hidráulica (m)	NA		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	3.5		
Dirección de la fuga	Vertical: <u>X</u> , Horizontal: __, Hacia abajo: __, Golpea contra: __		
Elevación de la fuga (m)	1		

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (369.892 kg/seg).

**Datos considerados de la estimación de consecuencias del Estudio de Riesgo en la etapa de evaluación.

Tabla II.14 Datos de entrada Escenario ESC-HK-02.0

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: Hokchi Energy S.A. de C.V.			
Clave del escenario: ESC-HK-02.0			
Nombre del escenario: Fuga de crudo por orificio de 0.7 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma satélite (caso más probable).			
Descripción del escenario de riesgo			
Fuga de crudo por orificio de 0.7 plg debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma satélite (caso más probable), considerando un tiempo de liberación de 10 min.			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	3
Temperatura ambiente (°C)	26.6	26.6	26.6
Humedad relativa (%)	77	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: __, Marina: <u>X</u> , Otra: __		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	3
Velocidad del viento (m/s)	1.5	3.68	4.64
Estabilidad Pasquill	F	D	D
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Crudo (Hk)			
Componentes y % mol de la mezcla: N ₂ = 0.415%; CO ₂ = 0.057%; H ₂ S = 0.003%; Metano = 30.627%; Etano = 6.314%; Propano = 6.439%; I-Butano = 0.979%; N-Butano = 3.606%; I-Pentano = 1.455%; N-Pentano = 2.227%; N-Hexano = 3.258%; M-C-Pentano = 0.469%; Benceno = 0.086%; Ciclohexano = 0.286%; N-Heptano = 2.757%; M-C-Hexano = 0.565%; Tolueno = 0.839%; N-Octano = 2.921%; E-Benceno = 0.27%; M/P Xileno = 0.474 %; O-Xileno = 0.173% N-Nonano = 2.429%; Pseudo-C10H22 = 3.245%; Pseudo-C11H24 = 2.723%; Pseudo-C12H26 = 2.317%; Pseudo-C13H28 = 2.121%; Pseudo-C14H30 = 1.804%; Pseudo-C15H32 = 1.733%; Pseudo-C16H34 = 1.512% Pseudo-C17H36 = 1.314%; Pseudo-C18H38 = 1.195%; Pseudo-C19H40 = 1.153; Pseudo-C20H42 = 1.001%; Pseudo-C21H44 = 0.945%; Pseudo-C22H46 = 0.847%; Pseudo-C23H48 = 0.764%; Pseudo-C24H50 = 0.695%; Pseudo-C25H52 = 0.646%; Pseudo-C26H54 = 0.589%; Pseudo-C27H56 = 0.566%; Pseudo-C28H58 = 0.530%; Pseudo-C29H60 = 0.522%; C30+ = 7.129%			
Fase	Líquida		
Inventario (Kg)	8,878*		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	NA		
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: __, Otra: <u>X</u>		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>Tubería</u>		
Temperatura (°C)	120**		
Presión (psi)	995.63 (70 Kg/cm²)**		
Altura hidráulica (m)	NA		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.7		
Dirección de la fuga	Vertical: <u>X</u> , Horizontal: __, Hacia abajo: __, Golpea contra: __		
Elevación de la fuga (m)	1		

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (14.7957 kg/seg).

**Datos considerados de la estimación de consecuencias del Estudio de Riesgo en la etapa de evaluación.

Tabla II.15 Datos de entrada Escenario ESC-HK-03.0

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: Hokchi Energy S.A. de C.V.			
Clave del escenario: ESC-HK-03.0			
Nombre del escenario: Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma central (peor caso).			
Descripción del escenario de riesgo			
Pérdida de contención de crudo considerando un diámetro de 3.5 pulgadas durante la etapa de perforación en la plataforma central, con un tiempo de liberación de 10 min.			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	3
Temperatura ambiente (°C)	26.6	26.6	26.6
Humedad relativa (%)	77	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: __, Marina: <u>X</u> , Otra: __		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	3
Velocidad del viento (m/s)	1.5	3.68	4.64
Estabilidad Pasquill	F	D	D
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Crudo (Hk)			
Componentes y % mol de la mezcla: N ₂ = 0.415%; CO ₂ = 0.057%; H ₂ S = 0.003%; Metano = 30.627%; Etano = 6.314%; Propano = 6.439%; I-Butano = 0.979%; N-Butano = 3.606%; I-Pentano = 1.455%; N-Pentano = 2.227%; N-Hexano = 3.258%; M-C-Pentano = 0.469%; Benceno = 0.086%; Ciclohexano = 0.286%; N-Heptano = 2.757%; M-C-Hexano = 0.565%; Tolueno = 0.839%; N-Octano = 2.921%; E-Benceno = 0.27%; M/P Xileno = 0.474 %; O-Xileno = 0.173% N-Nonano = 2.429%; Pseudo-C10H22 = 3.245%; Pseudo-C11H24 = 2.723%; Pseudo-C12H26 = 2.317%; Pseudo-C13H28 = 2.121%; Pseudo-C14H30 = 1.804%; Pseudo-C15H32 = 1.733%; Pseudo-C16H34 = 1.512% Pseudo-C17H36 = 1.314%; Pseudo-C18H38 = 1.195%; Pseudo-C19H40 = 1.153; Pseudo-C20H42 = 1.001%; Pseudo-C21H44 = 0.945%; Pseudo-C22H46 = 0.847%; Pseudo-C23H48 = 0.764%; Pseudo-C24H50 = 0.695%; Pseudo-C25H52 = 0.646%; Pseudo-C26H54 = 0.589%; Pseudo-C27H56 = 0.566%; Pseudo-C28H58 = 0.530%; Pseudo-C29H60 = 0.522%; C30+ = 7.129%			
Fase	Líquida		
Inventario (Kg)	221,936*		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	NA		
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: __, Otra: <u>X</u>		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>Tubería</u>		
Temperatura (°C)	120**		
Presión (psi)	995.63 (70 Kg/cm²)**		
Altura hidráulica (m)	NA		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	3.5		
Dirección de la fuga	Vertical: <u>X</u> , Horizontal: __, Hacia abajo: __, Golpea contra: __		
Elevación de la fuga (m)	1		

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (369.892 kg/seg).

**Datos considerados de la estimación de consecuencias del Estudio de Riesgo en la etapa de evaluación.

Tabla II.16 Datos de entrada Escenario ESC-HK-04.0

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: Hokchi Energy S.A. de C.V.			
Clave del escenario: ESC-HK-04.0			
Nombre del escenario: Fuga de crudo por orificio de 0.7 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma central (caso más probable).			
Descripción del escenario de riesgo			
Fuga de crudo por orificio de 0.7 debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma central (caso más probable), considerando un tiempo de liberación de 10 min.			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	3
Temperatura ambiente (°C)	26.6	26.6	26.6
Humedad relativa (%)	77	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: __, Marina: ☒ , Otra: __		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	3
Velocidad del viento (m/s)	1.5	3.68	4.64
Estabilidad Pasquill	F	D	D
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Crudo (Hk)			
Componentes y % mol de la mezcla: N ₂ = 0.415%; CO ₂ = 0.057%; H ₂ S = 0.003%; Metano = 30.627%; Etano = 6.314%; Propano = 6.439%; I-Butano = 0.979%; N-Butano = 3.606%; I-Pentano = 1.455%; N-Pentano = 2.227%; N-Hexano = 3.258%; M-C-Pentano = 0.469%; Benceno = 0.086%; Ciclohexano = 0.286%; N-Heptano = 2.757%; M-C-Hexano = 0.565%; Tolueno = 0.839%; N-Octano = 2.921%; E-Benceno = 0.27%; M/P Xileno = 0.474 %; O-Xileno = 0.173% N-Nonano = 2.429%; Pseudo-C10H22 = 3.245%; Pseudo-C11H24 = 2.723%; Pseudo-C12H26 = 2.317%; Pseudo-C13H28 = 2.121%; Pseudo-C14H30 = 1.804%; Pseudo-C15H32 = 1.733%; Pseudo-C16H34 = 1.512% Pseudo-C17H36 = 1.314%; Pseudo-C18H38 = 1.195%; Pseudo-C19H40 = 1.153; Pseudo-C20H42 = 1.001%; Pseudo-C21H44 = 0.945%; Pseudo-C22H46 = 0.847%; Pseudo-C23H48 = 0.764%; Pseudo-C24H50 = 0.695%; Pseudo-C25H52 = 0.646%; Pseudo-C26H54 = 0.589%; Pseudo-C27H56 = 0.566%; Pseudo-C28H58 = 0.530%; Pseudo-C29H60 = 0.522%; C30+ = 7.129%			
Fase	Líquida		
Inventario (Kg)	8,878*		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	NA		
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: __, Otra: ☒		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>Tubería</u>		
Temperatura (°C)	120**		
Presión (psi)	995.63 (70 Kg/cm²)**		
Altura hidráulica (m)	NA		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.7		
Dirección de la fuga	Vertical: ☒ , Horizontal: __, Hacia abajo: __, Golpea contra: __		
Elevación de la fuga (m)	1		

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (14.7957 kg/seg).

**Datos considerados de la estimación de consecuencias del Estudio de Riesgo en la etapa de evaluación.

Tabla II.17 Datos de entrada Escenario ESC-HK-05.0

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: Hokchi Energy S.A. de C.V.			
Clave del escenario: ESC-HK-05.0			
Nombre del escenario: Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de la plataforma central debido a sobrepresión (caso más probable)			
Descripción del escenario de riesgo			
Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo de la plataforma central a través de orificio de 0.75 plg. debido a sobrepresión por descontrol en el pozo, considerando un tiempo de liberación de 10 min.			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	3
Temperatura ambiente (°C)	26.6	26.6	26.6
Humedad relativa (%)	77	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: __, Marina: <u>X</u> , Otra: __		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	3
Velocidad del viento (m/s)	1.5	3.68	4.64
Estabilidad Pasquill	F	D	D
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Crudo (E2)			
Componentes y % mol de la mezcla: CO ₂ = 0.03%; H ₂ S= 0%; Metano = 21.91%; Etano = 4.48%; Propano = 5.02%; i-Butano = 0.79%; n-Butano = 3.03%; i-Pentano = 1.37%; n-Pentano = 2.18%; n-Hexano = 3.51%; m-Ciclopentano = 0.49%; Nitrógeno = 0.29%; Benceno = 0.08%; Ciclohexano= 0.31%; n-Heptano = 2.91%; m-Ciclohexano = 0.58%; Tolueno = 0.32%; n-Octano = 3.02%;E-benceno = 0.25%; p-Xileno = 0.49%; o-Xileno = 0.18%; n-Nonano = 2.54%; n-Decano = 3.35%; n-C11 = 2.83%; n-C12 = 2.41%; n-C13 = 2.24%; n-C14 = 1.94%; n-C15 = 1.84%; n-C16 = 1.64%; n-C17 = 1.44%; n-C18 = 1.33%; n-C19 = 1.29%; n-C20 = 1.14%; n-C21 = 1.03%; n-C22 = 0.97%; n-C23 = 0.87%; n-C24 = 0.80%; n-C25 = 0.74%; n-C26 = 0.70%; n-C27 = 0.68%; n-C28 = 0.63%; n-C29 = 0.61%; H ₂ O = 8.64%; C30-R2 = 8.36%; C30-R3 = 0.77%; 1Pentatiol = 0.0015%			
Fase	Líquida		
Inventario (Kg)	7,330*		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	NA		
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: __, Otra: <u>X</u>		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>Tubería</u>		
Temperatura (°C)	70**		
Presión (psi)	369.8 (25.5 bar)**		
Altura hidráulica (m)	NA		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.75		
Dirección de la fuga	Vertical: __, Horizontal: <u>X</u> , Hacia abajo: __, Golpea contra: <u>X</u>		
Elevación de la fuga (m)	1		

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (12.206 kg/seg).

**Datos considerados durante el desarrollo de la ingeniería conceptual.

Tabla II.18 Datos de entrada Escenario ESC-HK-06.0

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: Hokchi Energy S.A. de C.V.			
Clave del escenario: ESC-HK-06.0			
Nombre del escenario: Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma central por rotura debido a sobrepresión (peor caso)			
Descripción del escenario de riesgo			
Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo de la plataforma central por rotura debido a sobrepresión por descontrol en el pozo, considerando un tiempo de liberación de 10 min y un orificio de 1.2 plg que corresponde al 20% de una línea de 6 plg			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	3
Temperatura ambiente (°C)	26.6	26.6	26.6
Humedad relativa (%)	77	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: __, Marina: <u>X</u> , Otra: __		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	3
Velocidad del viento (m/s)	1.5	3.68	4.64
Estabilidad Pasquill	F	D	D
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Crudo (E2)			
Componentes y % mol de la mezcla: CO ₂ = 0.03%; H ₂ S= 0%; Metano = 21.91%; Etano = 4.48%; Propano = 5.02%; i-Butano = 0.79%; n-Butano = 3.03%; i-Pentano = 1.37%; n-Pentano = 2.18%; n-Hexano = 3.51%; m-Ciclopentano = 0.49%; Nitrógeno = 0.29%; Benceno = 0.08%; Ciclohexano= 0.31%; n-Heptano = 2.91%; m-Ciclohexano = 0.58%; Tolueno = 0.32%; n-Octano = 3.02%;E-benceno = 0.25%; p-Xileno = 0.49%; o-Xileno = 0.18%; n-Nonano = 2.54%; n-Decano = 3.35%; n-C11 = 2.83%; n-C12 = 2.41%; n-C13 = 2.24%; n-C14 = 1.94%; n-C15 = 1.84%; n-C16 = 1.64%; n-C17 = 1.44%; n-C18 = 1.33%; n-C19 = 1.29%; n-C20 = 1.14%; n-C21 = 1.03%; n-C22 = 0.97%; n-C23 = 0.87%; n-C24 = 0.80%; n-C25 = 0.74%; n-C26 = 0.70%; n-C27 = 0.68%; n-C28 = 0.63%; n-C29 = 0.61%; H ₂ O = 8.64%; C30-R2 = 8.36%; C30-R3 = 0.77%; 1Pentatiol = 0.0015%			
Fase	Líquida		
Inventario (Kg)	18,749*		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	NA		
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: __, Otra: <u>X</u>		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>Tubería</u>		
Temperatura (°C)	70**		
Presión (psi)	369.8 (25.5 bar)**		
Altura hidráulica (m)	NA		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1.2		
Dirección de la fuga	Vertical: __, Horizontal: <u>X</u> , Hacia abajo: __, Golpea contra: <u>X</u>		
Elevación de la fuga (m)	1		

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (31.2474 kg/seg).

**Datos considerados durante el desarrollo de la ingeniería conceptual.

Tabla II.19 Datos de entrada Escenario ESC-HK-07.0

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: Hokchi Energy S.A. de C.V.			
Clave del escenario: ESC-HK-07.0			
Nombre del escenario: Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de la plataforma satélite debido a sobrepresión (caso más probable)			
Descripción del escenario de riesgo			
Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo de la plataforma satélite a través de orificio de 0.75 plg. debido a sobrepresión por descontrol en el pozo, considerando un tiempo de liberación de 10 min.			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	3
Temperatura ambiente (°C)	26.6	26.6	26.6
Humedad relativa (%)	77	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: __, Marina: <u>X</u> , Otra: __		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	3
Velocidad del viento (m/s)	1.5	3.68	4.64
Estabilidad Pasquill	F	D	D
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Crudo (E2)			
Componentes y % mol de la mezcla: CO ₂ = 0.03%; H ₂ S= 0%; Metano = 21.91%; Etano = 4.48%; Propano = 5.02%; i-Butano = 0.79%; n-Butano = 3.03%; i-Pentano = 1.37%; n-Pentano = 2.18%; n-Hexano = 3.51%; m-Ciclopentano = 0.49%; Nitrógeno = 0.29%; Benceno = 0.08%; Ciclohexano= 0.31%; n-Heptano = 2.91%; m-Ciclohexano = 0.58%; Tolueno = 0.32%; n-Octano = 3.02%;E-benceno = 0.25%; p-Xileno = 0.49%; o-Xileno = 0.18%; n-Nonano = 2.54%; n-Decano = 3.35%; n-C11 = 2.83%; n-C12 = 2.41%; n-C13 = 2.24%; n-C14 = 1.94%; n-C15 = 1.84%; n-C16 = 1.64%; n-C17 = 1.44%; n-C18 = 1.33%; n-C19 = 1.29%; n-C20 = 1.14%; n-C21 = 1.03%; n-C22 = 0.97%; n-C23 = 0.87%; n-C24 = 0.80%; n-C25 = 0.74%; n-C26 = 0.70%; n-C27 = 0.68%; n-C28 = 0.63%; n-C29 = 0.61%; H ₂ O = 8.64%; C30-R2 = 8.36%; C30-R3 = 0.77%; 1Pentatiol = 0.0015%			
Fase	Líquida		
Inventario (Kg)	7,330*		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	NA		
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: __, Otra: <u>X</u>		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>Tubería</u>		
Temperatura (°C)	70**		
Presión (psi)	369.8 (25.5 bar)**		
Altura hidráulica (m)	NA		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.75		
Dirección de la fuga	Vertical: __, Horizontal: <u>X</u> , Hacia abajo: __, Golpea contra: <u>X</u>		
Elevación de la fuga (m)	1		

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (12.206 kg/seg).

**Datos considerados durante el desarrollo de la ingeniería conceptual.

Tabla II.20 Datos de entrada Escenario ESC-HK-08.0

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: Hokchi Energy S.A. de C.V.			
Clave del escenario: ESC-HK-08.0			
Nombre del escenario: Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma satélite por rotura debido a sobrepresión (peor caso)			
Descripción del escenario de riesgo			
Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo de la plataforma satélite por rotura debido a sobrepresión por descontrol en el pozo, considerando un tiempo de liberación de 10 min y un orificio de 1.2 plg que corresponde al 20% de una línea de 6 plg			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	3
Temperatura ambiente (°C)	26.6	26.6	26.6
Humedad relativa (%)	77	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: __, Marina: <u>X</u> , Otra: __		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	3
Velocidad del viento (m/s)	1.5	3.68	4.64
Estabilidad Pasquill	F	D	D
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Crudo (E2)			
Componentes y % mol de la mezcla: CO ₂ = 0.03%; H ₂ S= 0%; Metano = 21.91%; Etano = 4.48%; Propano = 5.02%; i-Butano = 0.79%; n-Butano = 3.03%; i-Pentano = 1.37%; n-Pentano = 2.18%; n-Hexano = 3.51%; m-Ciclopentano = 0.49%; Nitrógeno = 0.29%; Benceno = 0.08%; Ciclohexano= 0.31%; n-Heptano = 2.91%; m-Ciclohexano = 0.58%; Tolueno = 0.32%; n-Octano = 3.02%;E-benceno = 0.25%; p-Xileno = 0.49%; o-Xileno = 0.18%; n-Nonano = 2.54%; n-Decano = 3.35%; n-C11 = 2.83%; n-C12 = 2.41%; n-C13 = 2.24%; n-C14 = 1.94%; n-C15 = 1.84%; n-C16 = 1.64%; n-C17 = 1.44%; n-C18 = 1.33%; n-C19 = 1.29%; n-C20 = 1.14%; n-C21 = 1.03%; n-C22 = 0.97%; n-C23 = 0.87%; n-C24 = 0.80%; n-C25 = 0.74%; n-C26 = 0.70%; n-C27 = 0.68%; n-C28 = 0.63%; n-C29 = 0.61%; H ₂ O = 8.64%; C30-R2 = 8.36%; C30-R3 = 0.77%; 1Pentatiol = 0.0015%			
Fase	Líquida		
Inventario (Kg)	18,748*		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	NA		
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: __, Otra: <u>X</u>		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>Tubería</u>		
Temperatura (°C)	70**		
Presión (psi)	369.8 (25.5 bar)**		
Altura hidráulica (m)	NA		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1.2		
Dirección de la fuga	Vertical: __, Horizontal: <u>X</u> , Hacia abajo: __, Golpea contra: <u>X</u>		
Elevación de la fuga (m)	1		

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (31.2474 kg/seg).

**Datos considerados durante el desarrollo de la ingeniería concenptual.

Tabla II.21 Datos de entrada Escenario ESC-HK-09.0

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: Hokchi Energy S.A. de C.V.			
Clave del escenario: ESC-HK-09.0			
Nombre del escenario: Fuga de gas en bridas por un diámetro equivalente en la línea de salida de 6 plg del compresor por sobrepresión debido a bloqueo por terceras partes.			
Descripción del escenario de riesgo			
Fuga de gas en bridas de la línea de salida de 6 plg del compresor de gas a deshidratación por sobrepresión debido a bloqueo por terceras partes, considerando un tiempo de liberación de 10 min.			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	3
Temperatura ambiente (°C)	26.6	26.6	26.6
Humedad relativa (%)	77	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: ☒ , Urbana: ☐ , Industrial: ☐ , Marina: ☐ , Otra: ☐		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	3
Velocidad del viento (m/s)	1.5	3.68	4.64
Estabilidad Pasquill	F	D	D
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Gas (Hk)			
Componentes y % mol de la mezcla:			
CO ₂ = 0.07%; Metano = 63.33%; Etano = 12.73%; Propano = 12.42%; i-Butano = 1.44%; n-Butano = 4.73%; i-Pentano = 1.18%; n-Pentano = 1.52%; n-Hexano = 0.81%; Mciclopentano = 0.11%; Nitrogeno = 0.84%; Benceno = 0.02%; Ciclohexano = 0.05%; n-Heptano = 0.16%; Mciclohexano = 0.04%; Tolueno = 0.02%; n-Octano = 0.03%; H ₂ O = 0.51%			
Fase	Gas		
Inventario (Kg)	1,207*		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	NA		
Tipo de Superficie	Tierra seca: ☐ , Tierra húmeda: ☐ , Concreto: ☒ , Otra: ☐		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical: ☐ , Horizontal: ☐ , Esférico: ☐ , Otro: ☒ Tubería		
Temperatura (°C)	42		
Presión (psi)	629.9 (44.286 Kg/cm²)		
Altura hidráulica (m)	NA		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.665**		
Dirección de la fuga	Vertical: ☐ , Horizontal: ☒ , Hacia abajo: ☐ , Golpea contra: ☐		
Elevación de la fuga (m)	1.5		

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (2.01182 kg/seg).

**Este valor corresponde al diámetro de orificio que origina la pérdida de contención equivalente al flujo de gas a la salida del compresor considerando la corriente 43 del balance de materia y energía (7,238 kg/h).

Tabla II.22 Datos de entrada Escenario ESC-HK-10.0

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: Hokchi Energy S.A. de C.V.			
Clave del escenario: ESC-HK-10.0			
Nombre del escenario Fuga en sellos de la bomba de aceite de exportación por un diámetro equivalente en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso.			
Descripción del escenario de riesgo			
Fuga en sellos de la bomba de aceite de exportación en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso, considerando un tiempo de liberación de 10 min. (P-2601 A/B/C)			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	3
Temperatura ambiente (°C)	26.6	26.6	26.6
Humedad relativa (%)	77	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: ☒ , Urbana: ☐ , Industrial: ☐ , Marina: ☐ , Otra: ☐		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	3
Velocidad del viento (m/s)	1.5	3.68	4.64
Estabilidad Pasquill	F	D	D
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Aceite de exportación			
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ S = 0%; Metano = 0.01%; Etano = 0.13%; Propano = 1.17%; i-Butano = 0.47%; n-Butano = 2.27%; i-Pentano = 1.57%; n-Pentano = 2.7%; n-Hexano = 5.31%; Mcciclopentano = 0.74%; Benceno = 0.13%; Ciclohexano = 0.47%; n-Heptano = 4.75%; Mcciclohexano = 0.95%; Tolueno = 0.53%; n-Octano = 5.07%; E-Benceno = 0.42%; p-Xileno = 0.82%; o-Xileno = 0.3%; n-Nonano = 4.31%; n-Decano = 5.72%; n-C11 = 4.84%; n-C12 = 4.12%; n-C13 = 3.83%; n-C14 = 3.32%; n-C15 = 3.15%; n-C16 = 2.8%; n-C17 = 2.47%; n-C18 = 2.28%; n-C19 = 2.21%; n-C20 = 1.95%; n-C21 = 1.77%; n-C22 = 1.65%; n-C23 = 1.49%; n-C24 = 1.37%; n-C25 = 1.27%; n-C26 = 1.19%; n-C27 = 1.16%; n-C28 = 1.07%; n-C29 = 1.05%; n-C30 = 0%; H ₂ O = 3.55%; C30-R2* = 14.32%; C30-R3* = 1.32%; 1Pentatiol = 0.0026%			
Fase	Líquida		
Inventario (Kg)	858.5*		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	NA		
Tipo de Superficie	Tierra seca: ☐ , Tierra húmeda: ☐ , Concreto: ☒ , Otra: ☐		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical: ☐ , Horizontal: ☐ , Esférico: ☐ , Otro: <u>Sello</u>		
Temperatura (°C)	57**		
Presión (psi)	995.6 (70 Kg/cm²)**		
Altura hidráulica (m)	NA		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.197 (5mm)		
Dirección de la fuga	Vertical: ☐ , Horizontal: ☒ , Hacia abajo: ☐ , Golpea contra: ☒		
Elevación de la fuga (m)	1		

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (1.43081 kg/seg).

**Se toma como referencia la corriente 28 del balance de materia y energía (BME).

Tabla II.23 Datos de entrada Escenario ESC-HK-11.0

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: Hokchi Energy S.A. de C.V.			
Clave del escenario: ESC-HK-11.0			
Nombre del escenario: Fuga de aceite de exportación en el tanque de almacenamiento de 45,000 bls por falla mecánica o apertura de la válvula de drenado del tanque por error humano.			
Descripción del escenario de riesgo			
Fuga de aceite de exportación en el tanque de almacenamiento de 45,000 bls por falla mecánica o apertura de la válvula de drenado del tanque por error humano, se considera que el evento cubre el área del dique como peor caso. (TV-2611/TV-2621).			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	3
Temperatura ambiente (°C)	26.6	26.6	26.6
Humedad relativa (%)	77	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: ☒ , Urbana: ☐ , Industrial: ☐ , Marina: ☐ , Otra: ☐		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	3
Velocidad del viento (m/s)	1.5	3.68	4.64
Estabilidad Pasquill	F	D	D
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Aceite de exportación			
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ S = 0%; Metano = 0.01%; Etano = 0.13%; Propano = 1.17%; i-Butano = 0.47%; n-Butano = 2.27%; i-Pentano = 1.57%; n-Pentano = 2.7%; n-Hexano = 5.31%; Mcciclopentano = 0.74%; Benceno = 0.13%; Ciclohexano = 0.47%; n-Heptano = 4.75%; Mcciclohexano = 0.95%; Tolueno = 0.53%; n-Octano = 5.07%; E-Benceno = 0.42%; p-Xileno = 0.82%; o-Xileno = 0.3%; n-Nonano = 4.31%; n-Decano = 5.72%; n-C11 = 4.84%; n-C12 = 4.12%; n-C13 = 3.83%; n-C14 = 3.32%; n-C15 = 3.15%; n-C16 = 2.8%; n-C17 = 2.47%; n-C18 = 2.28%; n-C19 = 2.21%; n-C20 = 1.95%; n-C21 = 1.77%; n-C22 = 1.65%; n-C23 = 1.49%; n-C24 = 1.37%; n-C25 = 1.27%; n-C26 = 1.19%; n-C27 = 1.16%; n-C28 = 1.07%; n-C29 = 1.05%; n-C30 = 0%; H ₂ O = 3.55%; C30-R2* = 14.32%; C30-R3* = 1.32%; 1Pentatiol = 0.0026%			
Fase	Líquida		
Inventario (Kg)	4'913,482*		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	4,836**		
Tipo de Superficie	Tierra seca: ☐ , Tierra húmeda: ☐ , Concreto: ☒ , Otra: ☐		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical: ☒ , Horizontal: ☐ , Esférico: ☐ , Otro: ☐		
Temperatura (°C)	56***		
Presión (psi)	Atm		
Altura hidráulica (m)	10***		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	4***		
Dirección de la fuga	Vertical: ☐ , Horizontal: ☒ , Hacia abajo: ☐ , Golpea contra: ☐		
Elevación de la fuga (m)	0.5***		

*Corresponde a la cantidad contenida en el tanque de almacenamiento de 45,000 Bls llenado al 80% de su capacidad, considerando una densidad de 858.4 kg/m³ (corriente 27 del BME).

**Se considera un dique con dimensiones de 62m X 78m, de acuerdo al Plot Plan (076951C-200-DW-0051-003)

*** Es enunciativo ya que se realizó con modelo directo de pool fire considerando que el evento cubre toda el área del dique.

Tabla II.24 Datos de entrada Escenario ESC-HK-12.0

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: Hokchi Energy S.A. de C.V.			
Clave del escenario: ESC-HK-12.0			
Nombre del escenario: Fuga de diesel en bridas de la línea de entrega del tanque de almacenamiento de 250 m ³ (1,572 bls) en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso.			
Descripción del escenario de riesgo			
Fuga de diesel en bridas de la línea de entrega del tanque de almacenamiento de 250 m ³ en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso, se considera que el evento cubre el área del dique como peor caso. (T-9601).			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	3
Temperatura ambiente (°C)	26.6	26.6	26.6
Humedad relativa (%)	77	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: ☒ , Urbana: ☐ , Industrial: ☐ , Marina: ☐ , Otra: ☐		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	3
Velocidad del viento (m/s)	1.5	3.68	4.64
Estabilidad Pasquill	F	D	D
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Diesel			
Componentes y % mol de la mezcla: Diesel = 100%.			
Fase	Líquida		
Inventario (Kg)	170,000*		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	282.24***		
Tipo de Superficie	Tierra seca: ☐ , Tierra húmeda: ☐ , Concreto: ☒ , Otra: ☐		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical: ☒ , Horizontal: ☐ , Esférico: ☐ , Otro: ☐		
Temperatura (°C)	20**		
Presión (psi)	Atm		
Altura hidráulica (m)	6**		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	2**		
Dirección de la fuga	Vertical: ☐ , Horizontal: ☒ , Hacia abajo: ☐ , Golpea contra: ☐		
Elevación de la fuga (m)	0.5**		

*Corresponde a la cantidad contenida en el tanque de almacenamiento de 250 m³ llenado al 80% de su capacidad, considerando una densidad de 850 kg/m³.

** Es enunciativo ya que se realizó con modelo directo de pool fire considerando que el evento cubre toda el área del dique.

***Se considera un dique con dimensiones de 16.8m X 16.8 m, obtenidas gráficamente del Plot Plan (076951C-200-DW-0051-002).

Tabla II.25 Datos de entrada Escenario ESC-HK-13.0

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: Hokchi Energy S.A. de C.V.			
Clave del escenario: ESC-HK-13.0			
Nombre del escenario: Pérdida de contención de aceite de exportación en el ducto de 14 plg por afectación de terceras partes en el tramo Planta Hokchi Paraíso-estación de medición.			
Descripción del escenario de riesgo			
Pérdida de contención de aceite de exportación por orificio en el ducto de 14 plg por afectación de terceras partes en el tramo Planta Hokchi Paraíso-estación de medición, considerando un tiempo de liberación de 10 min.			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	3
Temperatura ambiente (°C)	26.6	26.6	26.6
Humedad relativa (%)	77	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: ☒ , Urbana: ☐ , Industrial: ☐ , Marina: ☐ , Otra: ☐		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	3
Velocidad del viento (m/s)	1.5	3.68	4.64
Estabilidad Pasquill	F	D	D
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Aceite de exportación			
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ S = 0%; Metano = 0.01%; Etano = 0.13%; Propano = 1.17%; i-Butano = 0.47%; n-Butano = 2.27%; i-Pentano = 1.57%; n-Pentano = 2.7%; n-Hexano = 5.31%; Mciclopentano = 0.74%; Benceno = 0.13%; Ciclohexano = 0.47%; n-Heptano = 4.75%; Mciclohexano = 0.95%; Tolueno = 0.53%; n-Octano = 5.07%; E-Benceno = 0.42%; p-Xileno = 0.82%; o-Xileno = 0.3%; n-Nonano = 4.31%; n-Decano = 5.72%; n-C11 = 4.84%; n-C12 = 4.12%; n-C13 = 3.83%; n-C14 = 3.32%; n-C15 = 3.15%; n-C16 = 2.8%; n-C17 = 2.47%; n-C18 = 2.28%; n-C19 = 2.21%; n-C20 = 1.95%; n-C21 = 1.77%; n-C22 = 1.65%; n-C23 = 1.49%; n-C24 = 1.37%; n-C25 = 1.27%; n-C26 = 1.19%; n-C27 = 1.16%; n-C28 = 1.07%; n-C29 = 1.05%; n-C30 = 0%; H ₂ O = 3.55%; C30-R2* = 14.32%; C30-R3* = 1.32%; 1Pentatiol = 0.0026%			
Fase	Líquida		
Inventario (Kg)	38,310*		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	NA		
Tipo de Superficie	Tierra seca: ☐ , Tierra húmeda: ☒ , Concreto: ☐ , Otra: ☐		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical: ☐ , Horizontal: ☐ , Esférico: ☐ , Otro: <u>Tubería</u>		
Temperatura (°C)	57***		
Presión (psi)	995.6 (70 Kg/cm²)***		
Altura hidráulica (m)	NA		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1.315**		
Dirección de la fuga	Vertical: ☐ , Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo: ☐ , Golpea contra: ☒		
Elevación de la fuga (m)	0		

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (63.8499 kg/seg).

**Este valor corresponde al diámetro de orificio que podría originar la pérdida de contención equivalente al flujo de aceite de exportación considerando la corriente 28 del balance de materia y energía (230,001 kg/h).

***Tomando como referencia la corriente 28 del balance de materia y energía (BME).

Tabla II.26 Datos de entrada Escenario ESC-HK-14.0

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: Hokchi Energy S.A. de C.V.			
Clave del escenario: ESC-HK-14.0			
Nombre del escenario: Pérdida de contención de gas de exportación en el ducto de 6 plg por afectación de terceras partes en el tramo Planta Hokchi Paraíso-estación de medición.			
Descripción del escenario de riesgo			
Pérdida de contención de gas de exportación en el ducto de 6 plg por afectación de terceras partes en el tramo Planta Hokchi Paraíso-estación de medición, considerando un tiempo de liberación de 10 min.			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	3
Temperatura ambiente (°C)	26.6	26.6	26.6
Humedad relativa (%)	77	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: ☒ , Urbana: ☐ , Industrial: ☐ , Marina: ☐ , Otra: ☐		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	3
Velocidad del viento (m/s)	1.5	3.68	4.64
Estabilidad Pasquill	F	D	D
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Gas de exportación			
Componentes y % mol de la mezcla:			
CO ₂ = 0.08%; H ₂ S = 0%; Metano = 67.85%; Etano = 12.97%; Propano = 11.51%; i-Butano = 1.17%; n-Butano = 3.6%; i-Pentano = 0.71%; n-Pentano = 0.83%; n-Hexano = 0.27%; Mciclopentano = 0.04%; Nitrogeno = 0.91%; Benceno = 0.01%; Ciclohexano = 0.02%; n-Heptano = 0.03%; Mciclohexano = 0.01%; H ₂ O = 0.01%;			
Fase	Gas		
Inventario (Kg)	1,320*		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	NA		
Tipo de Superficie	Tierra seca: ☐ , Tierra húmeda: ☒ , Concreto: ☐ , Otra: ☐		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical: ☐ , Horizontal: ☐ , Esférico: ☐ , Otro: <u>Tubería</u>		
Temperatura (°C)	45**		
Presión (psi)	615.67 (43.286 Kg/cm²)**		
Altura hidráulica (m)	NA		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.728***		
Dirección de la fuga	Vertical: ☐ , Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo: ☐ , Golpea contra: ☒		
Elevación de la fuga (m)	0		

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (2.19861 kg/seg).

** Se toma como referencia las condiciones de operación de la corriente 46.

***Este valor corresponde al diámetro de orificio que podría originar la pérdida de contención del flujo de gas de exportación considerando la corriente 49 del balance de materia y energía (7,917 kg/h).

Tabla II.27 Datos de entrada Escenario ESC-HK-15.0

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: Hokchi Energy S.A. de C.V.			
Clave del escenario: ESC-HK-15.0			
Nombre del escenario: Fuga de gas de exportación en la estación de medición por impacto externo o afectación por terceras partes			
Descripción del escenario de riesgo			
Fuga de gas de exportación en la estación de medición por impacto externo o afectación por terceras partes, considerando un tiempo de liberación de 10 min.			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	3
Temperatura ambiente (°C)	26.6	26.6	26.6
Humedad relativa (%)	77	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: ☒ , Urbana: ☐ , Industrial: ☐ , Marina: ☐ , Otra: ☐		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	3
Velocidad del viento (m/s)	1.5	3.68	4.64
Estabilidad Pasquill	F	D	D
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Gas de exportación			
Componentes y % mol de la mezcla:			
CO ₂ = 0.08%; H ₂ S = 0%; Metano = 67.85%; Etano = 12.97%; Propano = 11.51%; i-Butano = 1.17%; n-Butano = 3.6%; i-Pentano = 0.71%; n-Pentano = 0.83%; n-Hexano = 0.27%; Mciclopentano = 0.04%; Nitrogeno = 0.91%; Benceno = 0.01%; Ciclohexano = 0.02%; n-Heptano = 0.03%; Mciclohexano = 0.01%; H ₂ O = 0.01%;			
Fase	Gas		
Inventario (Kg)	1,320*		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	NA		
Tipo de Superficie	Tierra seca: ☐ , Tierra húmeda: ☐ , Concreto: ☒ , Otra: ☐		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical: ☐ , Horizontal: ☐ , Esférico: ☐ , Otro: <u>Tubería</u>		
Temperatura (°C)	39***		
Presión (psi)	497.82 (35 Kg/cm²)***		
Altura hidráulica (m)	NA		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.809**		
Dirección de la fuga	Vertical: ☐ , Horizontal: ☒ , Hacia abajo: ☐ , Golpea contra: ☐		
Elevación de la fuga (m)	1		

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (2.20011 kg/seg).

**Este valor corresponde al diámetro de orificio que podría originar la pérdida de contención equivalente al flujo de gas de exportación considerando la corriente 49 del balance de materia y energía (7,917 kg/h).

***Se toma como referencia las condiciones de operación de la corriente 49.

Tabla II.28 Datos de entrada Escenario ESC-HK-16.0

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: Hokchi Energy S.A. de C.V.			
Clave del escenario: ESC-HK-16.0			
Nombre del escenario: Fuga de aceite de exportación en la estación de medición por impacto externo o afectación por terceras partes.			
Descripción del escenario de riesgo			
Fuga de aceite de exportación en la estación de medición por impacto externo o afectación por terceras partes, considerando un tiempo de liberación de 10 min y un orificio de 0.8" que corresponde al 20% del diámetro de línea considerada de 4 plg en la estación de medición			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	3
Temperatura ambiente (°C)	26.6	26.6	26.6
Humedad relativa (%)	77	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: ☒ , Urbana: ☐ , Industrial: ☐ , Marina: ☐ , Otra: ☐		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	3
Velocidad del viento (m/s)	1.5	3.68	4.64
Estabilidad Pasquill	F	D	D
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Aceite de exportación			
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ S = 0%; Metano = 0.01%; Etano = 0.13%; Propano = 1.17%; i-Butano = 0.47%; n-Butano = 2.27%; i-Pentano = 1.57%; n-Pentano = 2.7%; n-Hexano = 5.31%; Mciclopentano = 0.74%; Benceno = 0.13%; Ciclohexano = 0.47%; n-Heptano = 4.75%; Mciclohexano = 0.95%; Tolueno = 0.53%; n-Octano = 5.07%; E-Benceno = 0.42%; p-Xileno = 0.82%; o-Xileno = 0.3%; n-Nonano = 4.31%; n-Decano = 5.72%; n-C11 = 4.84%; n-C12 = 4.12%; n-C13 = 3.83%; n-C14 = 3.32%; n-C15 = 3.15%; n-C16 = 2.8%; n-C17 = 2.47%; n-C18 = 2.28%; n-C19 = 2.21%; n-C20 = 1.95%; n-C21 = 1.77%; n-C22 = 1.65%; n-C23 = 1.49%; n-C24 = 1.37%; n-C25 = 1.27%; n-C26 = 1.19%; n-C27 = 1.16%; n-C28 = 1.07%; n-C29 = 1.05%; n-C30 = 0%; H ₂ O = 3.55%; C30-R2* = 14.32%; C30-R3* = 1.32%; 1Pentatiol = 0.0026%			
Fase	Líquida		
Inventario (Kg)	14,179*		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	NA		
Tipo de Superficie	Tierra seca: ☐ , Tierra húmeda: ☐ , Concreto: ☒ , Otra: ☐		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical: ☐ , Horizontal: ☐ , Esférico: ☐ , Otro: <u>Tubería</u>		
Temperatura (°C)	57**		
Presión (psi)	995.6 (70 Kg/cm²)**		
Altura hidráulica (m)	NA		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.8		
Dirección de la fuga	Vertical: ☐ , Horizontal: ☒ , Hacia abajo: ☐ , Golpea contra: ☐		
Elevación de la fuga (m)	1		

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (23.6314 kg/seg).

**Se toma como referencia la corriente 28 del balance de materia y energía.

Resultados del Análisis de Consecuencias.

A continuación se presentan los resultados de los radios potenciales de afectación de los escenarios considerados, por efecto de radiación térmica, explosividad y toxicidad para las sustancias manejadas en el proyecto.

ESC-HK-01.0. Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma satélite (peor caso).

Se consideró una presión manométrica de 995.63 psig y una temperatura de 120°C durante la perforación de un pozo en la plataforma satélite, con una masa liberada de 221,936 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 369.892 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 25.15 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 354.18 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 164.87 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 244.79 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 136.90 m. No se reportan valores de afectación por toxicidad. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados ver Anexos 11 y 12, respectivamente.

ESC-HK-02.0. Fuga de crudo por orificio de 0.7 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma satélite (caso más probable).

Se consideró una presión manométrica de 995.63 psig y una temperatura de 120°C durante la perforación de un pozo en la plataforma satélite, con una masa liberada de 8,878 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 14.7957 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 3.50 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 78.54 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 31.0 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de afectación por sobrepresión ni toxicidad. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados ver Anexos 11 y 12, respectivamente.

ESC-HK-03.0. Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma central (peor caso).

Se consideró una presión manométrica de 995.63 psig y una temperatura de 120°C durante la perforación de un pozo en la plataforma satélite, con una masa liberada de 221,936 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 369.892 kg/s aproximadamente,

formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 25.15 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 354.18 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 164.87 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 244.79 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 136.90 m. No se reportan valores de afectación por toxicidad. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados ver Anexos 11 y 12, respectivamente.

ESC-HK-04.0. Fuga de crudo por orificio de 0.7 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma central (caso más probable).

Se consideró una presión manométrica de 995.63 psig y una temperatura de 120°C durante la perforación de un pozo en la plataforma satélite, con una masa liberada de 8,878 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 14.7957 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 3.50 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 78.54 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 31.0 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de afectación por sobrepresión ni toxicidad. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados ver Anexos 11 y 12, respectivamente.

ESC-HK-05.0. Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de la plataforma central debido a sobrepresión (caso más probable).

Se consideró una presión manométrica de 369.8 psig y una temperatura de 70°C durante la operación de un pozo en la plataforma central, con una masa liberada de 7,330 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 12.206 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 121.75 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 82.24 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 43.54 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 80.74 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 51.91 m. No se reportan valores de afectación por toxicidad. Las afectaciones por posibles formaciones de charco se consideran incluidos dentro de los eventos de derrame reportados en este estudio. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados ver Anexos 11 y 12, respectivamente.

ESC-HK-06.0. Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma central por rotura debido a sobrepresión (peor caso).

Se consideró una presión manométrica de 369.8 psig y una temperatura de 70°C durante la operación de un pozo en la plataforma central, con una masa liberada de 18,749 kg simulado

en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 31.2474 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 196.14 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 128.12 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 67.83 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 73.55 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 48.05 m. Para el caso de toxicidad el valor de TLV se tiene a una distancia de 23.92 m y para el valor de IDLH no se reporta algún distanciamiento. Las afectaciones por posibles formaciones de charco se consideran incluidos dentro de los eventos de derrame reportados en este estudio. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados ver Anexos 11 y 12, respectivamente.

ESC-HK-07.0. Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de la plataforma satélite debido a sobrepresión (caso más probable).

Se consideró una presión manométrica de 369.8 psig y una temperatura de 70°C durante la operación de un pozo en la plataforma satélite, con una masa liberada de 7,330 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 12.206 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 121.75 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 82.24 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 43.54 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 47.07 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 30.50 m. No se reportan valores de afectación por toxicidad. Las afectaciones por posibles formaciones de charco se consideran incluidos dentro de los eventos de derrame reportados en este estudio. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados ver Anexos 11 y 12, respectivamente.

ESC-HK-08.0. Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma satélite por rotura debido a sobrepresión (peor caso).

Se consideró una presión manométrica de 369.8 psig y una temperatura de 70°C durante la operación de un pozo en la plataforma satélite, con una masa liberada de 18,748 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 31.2474 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 196.19 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 128.12 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 67.83 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 45.29 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 29.53 m. Para el caso de

toxicidad el valor de TLV se tiene a una distancia de 23.92 m y para el valor de IDLH no se reporta algún distanciamiento. Las afectaciones por posibles formaciones de charco se consideran incluidos dentro de los eventos de derrame reportados en este estudio. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados ver Anexos 11 y 12, respectivamente.

ESC-HK-09.0. Fuga de gas en bridas por un diámetro equivalente en la línea de salida de 6 plg del compresor por sobrepresión debido a bloqueo por terceras partes.

Se consideró una presión manométrica de 629.9 psig y una temperatura de 42°C durante la operación del compresor principal en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso, con una masa liberada de 1,207 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de gas. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 2.01182 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 11.0 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 30.21 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 22.56 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 37.88 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 29.66 m. No se reportan valores de afectación por toxicidad. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados ver Anexos 11 y 12, respectivamente.

ESC-HK-10.0. Fuga en sellos de la bomba de aceite de exportación por un diámetro equivalente en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso.

Se consideró una presión manométrica de 995.6 psig y una temperatura de 57°C durante la operación de una bomba de aceite de exportación en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso, con una masa liberada de 858.5 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de aceite. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 1.43081 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 13.56 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 1.61 m (estabilidad 1.5/F). Los efectos por un evento de pool fire (charco de fuego) para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 64.31 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 43.08 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 13.48 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 11.88 m. No se reportan valores de afectación por toxicidad para la estabilidad 1.5/F. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados ver Anexos 11 y 12, respectivamente.

ESC-HK-11.0. Fuga de aceite de exportación en el tanque de almacenamiento de 45,000 bls por falla mecánica o apertura de la válvula de drenado del tanque por error humano.

Se consideró una presión atmosférica en el tanque de almacenamiento de aceite de exportación y una temperatura de 56°C en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso, con una liberación potencial de 4'913,482 kg que cubren el área del dique de contención.

Los efectos por un evento de pool fire (charco de fuego) para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 135.42 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 72.84 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se consideran valores de afectación por explosividad y toxicidad. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados ver Anexos 11 y 12, respectivamente.

ESC-HK-12.0. Fuga de diesel en bridas de la línea de entrega del tanque de almacenamiento de 250 m^3 (1,572 bls) en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso.

Se consideró una presión atmosférica en el tanque de almacenamiento de diesel y una temperatura de 20°C en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso, con una liberación potencial de 170,000 kg que cubren el área del dique de contención.

Los efectos por un evento de pool fire (charco de fuego) para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 54.51 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 30.64 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se consideran valores de afectación por explosividad y toxicidad. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados ver Anexos 11 y 12, respectivamente.

ESC-HK-13.0. Pérdida de contención de aceite de exportación en el ducto de 14 plg por afectación de terceras partes en el tramo Planta Hokchi Paraíso-estación de medición.

Se consideró una presión manométrica de 995.6 psig y una temperatura de 57°C durante la operación del ducto de 14 plg tomado como base la corriente 28 del balance de materia y energía, con una masa liberada de 38,310 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de aceite de exportación. El evento planteado es el siguiente:

En el hipotético caso que se presentara el evento la tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 63.8499 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 57.0 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 20.43 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 12.16 m (estabilidad 1.5/F). Los efectos por un evento de pool fire (charco de fuego) para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 198.94 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 136.15 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 13.37 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 11.82 m. No se reportan valores de afectación por toxicidad. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados ver Anexos 11 y 12, respectivamente.

ESC-HK-14.0. Pérdida de contención de gas de exportación en el ducto de 6 plg por afectación de terceras partes en el tramo Planta Hokchi Paraíso-estación de medición.

Se consideró una presión manométrica de 615.67 psig y una temperatura de 45°C durante la operación del ducto de 6 plg tomado como base la corriente 46 (para la temperatura y presión) y la corriente 49 (para el flujo de gas) del balance de materia y energía, con una masa liberada de 1,320 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de gas de exportación. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 2.19861 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 10.75 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet

fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 43.44 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 25.78 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 39.92 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 26.17 m. No se reportan valores de afectación por toxicidad. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados ver Anexos 11 y 12, respectivamente.

ESC-HK-15.0. Fuga de gas de exportación en la estación de medición por impacto externo o afectación por terceras partes.

Se consideró una presión manométrica de 497.82 psig y una temperatura de 39°C durante la operación de la estación de medición tomado como base la corriente 49 del balance de materia y energía, con una masa liberada de 1,320 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de gas de exportación. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 2.20011 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 11.92 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 31.92 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 23.83 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 39.13 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 30.34 m. No se reportan valores de afectación por toxicidad. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados ver Anexos 11 y 12, respectivamente.

ESC-HK-16.0. Fuga de aceite de exportación en la estación de medición por impacto externo o afectación por terceras partes.

Se consideró una presión manométrica de 995.6 psig y una temperatura de 57°C durante la operación del ducto de 14 plg tomado como base la corriente 28 del balance de materia y energía, con una masa liberada de 14,179 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de aceite de exportación. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 23.6314 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 50.90 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 9.04 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 5.89 m (estabilidad 1.5/F). Los efectos por un evento de pool fire (charco de fuego) para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 174.91 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 118.92 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 13.37 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 11.82 m. No se reportan valores de afectación por toxicidad. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados ver Anexos 11 y 12, respectivamente.

Cabe señalar que los distanciamientos antes referidos son radios de afectación, es decir, la distancia desde el punto de fuga.

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Con base a los resultados anteriores, en la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos de la estimación de consecuencias.

**Tabla II.29 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)**

Escenario	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)			Flash Fire (m)		Toxicidad (m)	
	1.4 KW/m ²	5 KW/m ²	12.5 KW/m ²	1.4 KW/m ²	5 KW/m ²	12.5 KW/m ²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi	0.5 LFL	LFL	TLV	IDLH
ESC-HK-01.0. Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma satélite (peor caso).	354.18	164.87	61.50	---	---	---	244.79	136.90	64.39	179.29	25.15	NP	NP
ESC-HK-02.0. Fuga de crudo por orificio de 0.7 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma satélite (caso más probable).	78.54	31.0	NA	---	---	---	---	---	---	8.99	3.50	NP	NP
ESC-HK-03.0. Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma central (peor caso).	354.18	164.87	61.50	---	---	---	244.79	136.90	64.39	179.29	25.15	NP	NP
ESC-HK-04.0. Fuga de crudo por orificio de 0.7 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma central (caso más probable).	78.54	31.0	NA	---	---	---	---	---	---	8.99	3.50	NP	NP
ESC-HK-05.0. Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de la plataforma central debido a sobrepresión (caso más probable).	82.24	43.54	28.41	*	*	*	80.74	51.91	32.54	161.82	121.75	NP	NP

Escenario	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)			Flash Fire (m)		Toxicidad (m)	
	1.4 KW/m ²	5 KW/m ²	12.5 KW/m ²	1.4 KW/m ²	5 KW/m ²	12.5 KW/m ²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi	0.5 LFL	LFL	TLV	IDLH
ESC-HK-06.0. Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma central por rotura debido a sobrepresión (peor caso).	128.12	67.83	44.27	*	*	*	73.55	48.05	30.87	254.62	196.14	23.92	NP
ESC-HK-07.0. Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de la plataforma satélite debida a sobrepresión (caso más probable).	82.24	43.54	28.41	*	*	*	47.07	30.50	19.36	161.82	121.75	NP	NP
ESC-HK-08.0. Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma satélite por rotura debido a sobrepresión (peor caso).	128.12	67.83	44.27	*	*	*	45.29	29.53	18.94	254.63	196.19	23.92	NP
ESC-HK-09.0. Fuga de gas en bridas por un diámetro equivalente en la línea de salida de 6 plg del compresor por sobrepresión debido a bloqueo por terceras partes.	30.21	22.56	18.65	---	---	---	37.88	29.66	24.14	22.90	11.0	---	---
ESC-HK-10.0. Fuga en sellos de la bomba de aceite de exportación por un diámetro equivalente en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso.	1.61	0.21	NA	64.31	43.08	29.91	13.48	11.88	10.81	14.01	13.56	---	---
ESC-HK-11.0. Fuga de aceite de exportación en el tanque de almacenamiento de 45,000 bls por falla mecánica o apertura de la válvula de drenado del tanque por error humano.	---	---	---	135.42	72.84	40.24	---	---	---	---	---	---	---

Escenario	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)			Flash Fire (m)		Toxicidad (m)	
	1.4 KW/m ²	5 KW/m ²	12.5 KW/m ²	1.4 KW/m ²	5 KW/m ²	12.5 KW/m ²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi	0.5 LFL	LFL	TLV	IDLH
ESC-HK-12.0 Fuga de diesel en bridas de la línea de entrega del tanque de almacenamiento de 250 m ³ (1,572 bls) en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso.	---	---	---	54.51	30.64	15.42	---	---	---	---	---	---	---
ESC-HK-13.0. Pérdida de contención de aceite de exportación en el ducto de 14 plg por afectación de terceras partes en el tramo Planta Hokchi Paraíso-estación de medición.	20.43	12.16	8.16	198.94	136.15	103.45	13.37	11.82	10.78	63.86	57.0	---	---
ESC-HK-14.0. Pérdida de contención de gas de exportación en el ducto de 6 plg por afectación de terceras partes en el tramo Planta Hokchi Paraíso-estación de medición.	43.44	25.78	NA	---	---	---	39.92	26.17	16.93	17.12	10.75	---	---
ESC-HK-15.0. Fuga de gas de exportación en la estación de medición por impacto externo o afectación por terceras partes.	31.92	23.83	19.99	---	---	---	39.13	30.34	24.43	28.43	11.92	---	---
ESC-HK-16.0. Fuga de aceite de exportación en la estación de medición por impacto externo o afectación por terceras partes.	9.04	5.89	4.65	174.91	118.92	89.25	13.37	11.82	10.78	52.60	50.90	---	---

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso. *- Las afectaciones por posibles formaciones de charco para estos escenarios se consideran incluidos dentro de los eventos de dispersión por derrame reportados en este estudio.

En los Anexos 11 y 12, se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo

del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reduce el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.

Adicionalmente, el proyecto contempla la implementación de sistemas de detección de gas y fuego, así como sistema contraincendio que sirven para combatir de manera eficiente cualquier evento de fuga o conato de incendio.

Resultados de la simulación de dispersión por derrame de hidrocarburos en el mar.

De los resultados del modelo del IMP en la zona de estudio (ver Figura II.5) se analizan los campos de velocidades tanto de corrientes como de viento (ver Figura II.6). Los escenarios de simulación corresponden al año 2013 debido a que se considera el año típico.

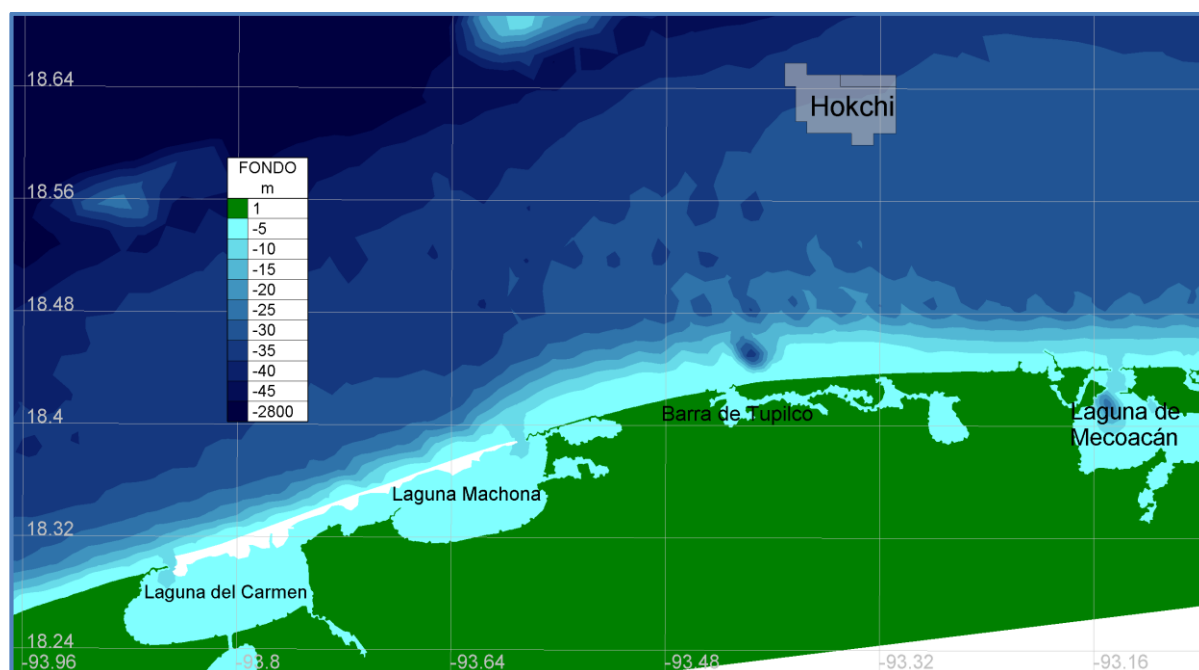


Figura II.5. Mapa de la zona cercana al campo Hokchi. Los colores en azul representan la batimetría. El campo Hokchi está marcado con un cuadrado blanco. Fuente: modelo hidrodinámico del IMP.

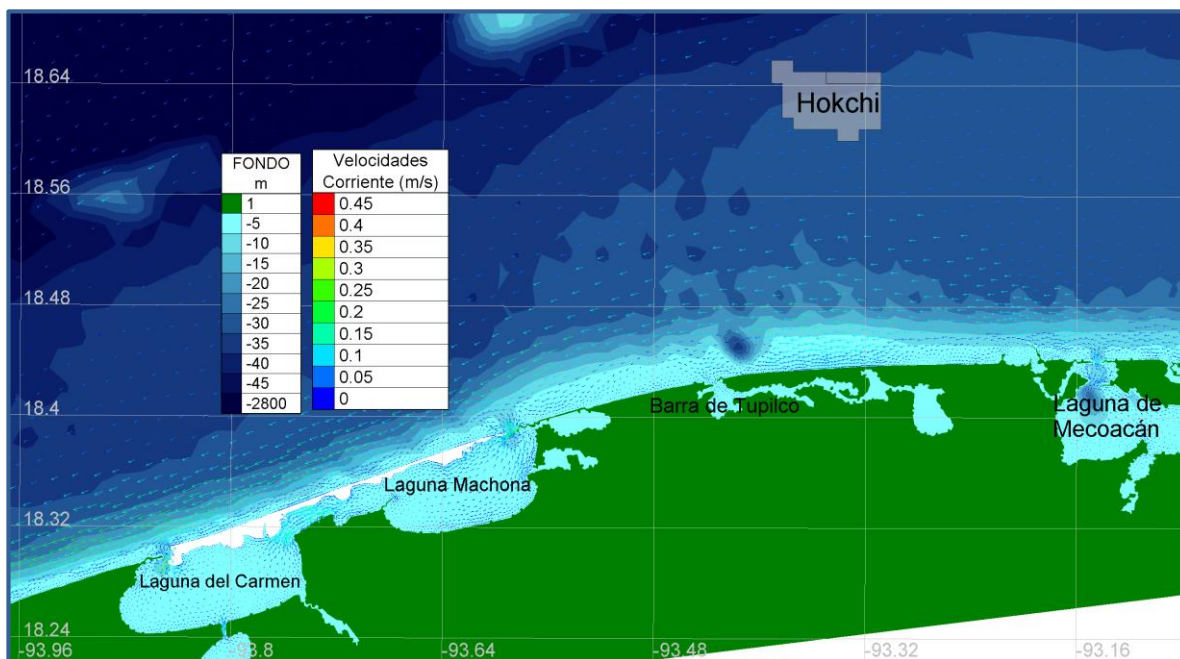


Figura II.6. Velocidades de corrientes en la zona de influencia cercana al campo Hokchi. Los vectores corresponden a la corriente marina. Se presenta a manera de ejemplo el resultado de las simulaciones del día 15 de marzo. Fuente: modelo hidrodinámico del IMP.

Como se mencionó anteriormente, las simulaciones de los derrames se hacen mediante dos programas de cómputo, el programa Gnome de la NOAA (Beegle-Krause, 2001) para determinar las trayectorias del derrame en base a las condiciones físicas: oceanográficas y meteorológicas; y el programa ADIOS2 de la NOAA (Lehr et al 2000) para determinar los cambios físico-químicos del hidrocarburo en el mar. Se simulan los escenarios utilizando un hidrocarburo con las siguientes características:

- Hidrocarburo Isthmus de 28° API con un volumen derramado de 35000 barriles en un tiempo de 24 hrs.

El hidrocarburo fue seleccionado de la base de datos del programa ADIOS2 que utiliza la NOAA. Este es el único hidrocarburo catalogado como mexicano con 28 grados API. (Venzke, C., 1992) y por ser el más similar al que se encuentra en la zona de Hokchi (28° API).

En este estudio se analizan los impactos de derrames de hidrocarburos provenientes de tres sitios sobre el trazo preliminar del ducto de transporte del campo Hokchi hacia tierra. El volumen derramado se estima en 14,123 barriles (40.35% de la producción diaria estimada en 35,000 bbl) suponiendo que el tiempo de respuesta para cerrar las válvulas de control es de 10 minutos después de haberse presentado el rompimiento del ducto y que se derrama el volumen total contenido dentro del ducto en un lapso de 24 hrs. Se seleccionan tres sitios: uno cercano a la plataforma satélite otro a la mitad del ducto y otro cercano a la costa frente al sitio de arriba del ducto (ver Tabla de escenarios II.12).

Para tomar en cuenta la dinámica de las corrientes se procesó una rosa de corrientes de cada

una de las épocas características: secas (marzo-junio), lluvias (julio-octubre) y nortes (noviembre-febrero) en el punto central del campo Hokchi cuyas coordenadas son: Longitud norte = 18° 37' 49.92", latitud oeste = 93° 21' 24".

El criterio de selección de tres épocas se basa en la descripción climatológica de uso común para la zona marina sur del Golfo de México en donde la temporada seca (marzo a junio) se refiere a un periodo de estiaje donde la precipitación es escasa, la temporada de lluvias contempla entonces el periodo de mayor precipitación (julio a octubre). La tercera época de nortes (noviembre a febrero) es una época particular en el Golfo de México correspondiente a la llegada de frentes fríos del norte.

Las corridas se seleccionaron en base a los siguientes criterios:

- Para las corrientes se selecciona la dirección y la velocidad promedio.
- Para los vientos se selecciona la dirección reinante (la más probable) y la velocidad media de propagación. También se selecciona la dirección dominante (la más intensa) y la velocidad más alta.

Con estos criterios se definen seis corridas para cada escenario haciendo un total de 18.

Con base en lo anterior, los resultados de afectación por el derrame de hidrocarburos en el mar se muestran en la siguiente tabla:

Tabla II.30 Resultados de dispersión de producto por derrames de hidrocarburo en ducto marino

Simulación	Escenario	Época	Condiciones meteorológicas	Punto de derrame	Longitud mancha en costa (m)	Tiempo de arribo (hrs)
1	ESC-HK-17.0	Secas	Reinante	Plataforma satélite	2600	39
2	ESC-HK-17.0	Secas	Dominante	Plataforma satélite	4437	21
3	ESC-HK-18.0	Secas	Reinante	Mitad del trazo del ducto	3839	17
4	ESC-HK-18.0	Secas	Dominante	Mitad del trazo del ducto	2163	10
5	ESC-HK-19.0	Secas	Reinante	Costa	82	1
6	ESC-HK-19.0	Secas	Dominante	Costa	55	1
7	ESC-HK-17.0	Lluvias	Reinante	Plataforma satélite	11556	76
8	ESC-HK-17.0	Lluvias	Dominante	Plataforma satélite	1823	20
9	ESC-HK-18.0	Lluvias	Reinante	Mitad del trazo del ducto	9430	23
10	ESC-HK-18.0	Lluvias	Dominante	Mitad del trazo del ducto	1694	10
11	ESC-HK-19.0	Lluvias	Reinante	Costa	52	1
12	ESC-HK-19.0	Lluvias	Dominante	Costa	46	1
13	ESC-HK-17.0	Nortes	Reinante	Plataforma satélite	4388	37
14	ESC-HK-17.0	Nortes	Dominante	Plataforma satélite	3817	14
15	ESC-HK-18.0	Nortes	Reinante	Mitad del trazo del ducto	11121	17
16	ESC-HK-18.0	Nortes	Dominante	Mitad del trazo del ducto	3741	10
17	ESC-HK-19.0	Nortes	Reinante	Costa	144	1
18	ESC-HK-19.0	Nortes	Dominante	Costa	69	1

En el Anexo 13 se incluye el "Estudio de dispersión producto de derrames de hidrocarburos en el ducto de transporte del campo Hokchi" mismo que integra los criterios y los diagramas con las zonas de afectación para cada uno de las simulaciones antes referidas.

Los resultados indican que los derrames que se producen cerca de la costa impactan una pequeña zona cercana al punto de arribo del ducto pero en tiempos muy cortos (1 hr.) y con volúmenes de arribo a tierra del 85% derramado.

Los derrames que se producen a la mitad del ducto impactan en una franja desde el este de la Barra de Tupilco hasta la Boca de Panteones con tiempos de arribo de entre 10 y 24 hrs. y con volúmenes de arribo a tierra de entre el 50% y el 70% derramado.

Los derrames que se producen cerca de la plataforma satélite impactan una franja desde la barra de Tupilco hasta la desembocadura del Río Tonalá con tiempos de arribo de 14 a 76 hrs y con volúmenes de arribo a tierra de entre el 43% y el 60% del volumen derramado.

II.2 INTERACCIONES DE RIESGO.

Con base en los resultados de la simulación de los escenarios dados en el punto II.1, se describen las posibles interacciones de riesgos dentro y fuera de las instalaciones en estudio con respecto a la zona de alto riesgo, para esto se tomaron en cuenta los escenarios catastróficos planteados. Ver tabla II.29.

Análisis y Evaluación de Posibles Interacciones de riesgo dentro y fuera de la instalación con respecto a la zona de alto riesgo (5 KW/m² y/o 1.0 psi).

ESC-HK-01.0. Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma satélite (peor caso).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría toda la plataforma auto elevable y las instalaciones de la plataforma satélite. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión a 1.0 psi, el radio de la zona de alto riesgo, de igual manera abarcaría toda la plataforma auto elevable y las instalaciones de la plataforma satélite. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

ESC-HK-02.0. Fuga de crudo por orificio de 0.7 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma satélite (caso más probable).

Si la falla ocurre la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría la parte del cantilever y mesa de perforación de la plataforma auto elevable, así como las instalaciones de la plataforma satélite. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

ESC-HK-03.0. Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma central (peor caso).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría toda la plataforma auto elevable y las instalaciones de la plataforma central. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión a 1.0 psi, el radio de la zona de alto riesgo es considerable, de igual manera abarcaría toda la plataforma auto elevable y las instalaciones de la plataforma central. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

ESC-HK-04.0. Fuga de crudo por orificio de 0.7 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma central (caso más probable).

Si la falla ocurre la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría la parte del cantilever y mesa de perforación de la plataforma auto elevable y las instalaciones de la plataforma central. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes

se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

ESC-HK-05.0. Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de la plataforma central debido a sobrepresión (caso más probable)

Si la falla ocurre la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría toda la plataforma central. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo es grande, de igual manera abarcaría toda la plataforma central. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

ESC-HK-06.0. Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma central por rotura debido a sobrepresión (peor caso)

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría toda la plataforma central. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo es grande, de igual manera abarcaría toda la plataforma central. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

ESC-HK-07.0. Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de la plataforma satélite debida a sobrepresión (caso más probable)

Si la falla ocurre la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría toda la plataforma satélite. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo es grande, de igual manera abarcaría toda la plataforma satélite. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

ESC-HK-08.0. Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma satélite por rotura debido a sobrepresión (peor caso)

Si la falla ocurre la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría toda la plataforma satélite. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo es grande, de igual manera abarcaría toda la plataforma satélite. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

ESC-HK-09.0. Fuga de gas en bridas por un diámetro equivalente en la línea de salida de 6 plg del compresor por sobrepresión debido a bloqueo por terceras partes.

Si la falla ocurre la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría algunos equipos del sistema de compresión de gas de la unidad recuperadora de vapores (sistema 23) en la Planta Hokchi Paraíso. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría de igual manera algunos equipos del sistema de compresión de gas de la unidad recuperadora de vapores (sistema 23) y del sistema de separación de aceite (sistema 21) en la Planta Hokchi Paraíso. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

ESC-HK-10.0. Fuga en sellos de la bomba de aceite de exportación por un diámetro equivalente en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso.

Si la falla ocurre la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica podría abarcar una pequeña zona del tanque de almacenamiento de 45,000 Bls de crudo estabilizado T-2621 en la Planta Hokchi Paraíso. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

ESC-HK-11.0. Fuga de aceite de exportación en el tanque de almacenamiento de 45,000 bls por falla mecánica o apertura de la válvula de drenado del tanque por error humano.

El evento podría presentarse en alguno de los tanques de almacenamiento de 45,000 Bls de crudo estabilizado TV-2621 o TV-2611. En el primero de los casos (tanque TV-2621) la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica abarcaría el tanque de almacenamiento TV-2611 y las bombas de exportación de crudo P-2601 A/B/C.

En caso de que el evento se presentara en el tanque de almacenamiento de 45,000 Bls de crudo estabilizado TV-2611, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica abarcaría el tanque de almacenamiento de crudo estabilizado TV-2621, las bombas P-2611 A/B/C y el tanque de almacenamiento de 45,000 Bls de crudo fuera de especificación T-6501 en la Planta Hokchi Paraíso. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

ESC-HK-12.0 Fuga de diesel en bridas de la línea de entrega del tanque de almacenamiento de 250 m³ (1,572 bls) en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso.

Si el evento se presenta la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica abarcaría las bombas de diesel P-9601 A/B incluyendo los filtros de diesel FB-9601 A/B; asimismo afectaría las bombas de distribución de diesel P-9602 A/B así como los filtros coalescedores de diesel FB-9602 A/B (sistema 96). Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

ESC-HK-13.0. Pérdida de contención de aceite de exportación en el ducto de 14 plg por afectación de terceras partes en el tramo Planta Hokchi Paraíso-estación de medición.

Si la falla ocurre la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica debida a un incendio de charco, podría afectar algunas casas habitación (5 aproximadamente) y un taller cercano al derecho de vía. Los daños serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

ESC-HK-14.0. Pérdida de contención de gas de exportación en el ducto de 6 plg por afectación de terceras partes en el tramo Planta Hokchi Paraíso-estación de medición.

Si la falla ocurre la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica o sobrepresión no afectaría otras instalaciones o alguna zona habitacional.

ESC-HK-15.0. Fuga de gas de exportación en la estación de medición por impacto externo o afectación por terceras partes.

Si la falla ocurre la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica o sobrepresión no afectaría otras instalaciones o alguna zona habitacional.

ESC-HK-16.0. Fuga de aceite de exportación en la estación de medición por impacto externo o afectación por terceras partes.

Si la falla ocurre la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, podría afectar algunas casas habitación (7 aproximadamente). Los daños serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 .

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

"La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto".

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior y revisando los resultados señalados en la Tabla II.29, en las siguientes tablas se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.

Tabla II.31. Posible efecto dominó en la Plataforma Satélite

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
ESC-HK-01.0. Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma satélite (peor caso).	61.50m	64.39m	Operaciones en Plataforma autoelevable	Plataforma Satélite	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo
ESC-HK-07.0. Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de la plataforma satélite debida a sobrepresión (caso más probable).	28.41m	19.36m	Bajante pozo productor	Plataforma Satélite	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo
ESC-HK-08.0. Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma satélite por rotura debido a sobrepresión (peor caso).	44.27m	18.94m	Bajante pozo productor	Plataforma Satélite	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo

Tabla II.32. Posible Efecto dominó en la Plataforma Central

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
ESC-HK-03.0. Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma central (peor caso).	61.50m	64.39m	Operaciones en Plataforma autoelevable	Plataforma Central	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo
ESC-HK-05.0. Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de	28.41m	32.54	Bajante pozo productor	Plataforma Central	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
la plataforma central debida a sobrepresión (caso más probable).					para el cierre de las válvulas de bloqueo
ESC-HK-06.0. Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma central por rotura debido a sobrepresión (peor caso).	44.27m	30.87m	Bajante pozo productor	Plataforma Central	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo

Tabla II.33. Posible Efecto dominó en la Planta Hokchi Paraíso

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
ESC-HK-09.0. Fuga de gas en bridas por un diámetro equivalente en la línea de salida de 6 plg del compresor por sobrepresión debido a bloqueo por terceras partes.	18.65	24.14m	Compresión de exportación	Algunos equipos (K-2332, V-2332, E-2332) de la segunda etapa del Tren 3 del Sistema de compresión de gas de VRU (sistema 23)	Ante la confirmación de una fuga de gas, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo
ESC-HK-12.0 Fuga de diesel en bridas de la línea de entrega del tanque de almacenamiento de 250 m ³ (1,572 bls) en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso.	15.42	---	Tanque de almacenamien- to de diesel (T-9601)	Filtros de diesel FB-9601 A/B y FB-9602 A/B del sistema 96	Debe asegurarse que el sistemna de gas y fuego así como la red contra incendio tenga cobertura para el Sistema 96.- Diesel.

II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL

Para delimitar el área de estudio se analizaron las dimensiones del proyecto, la disposición de los desechos, los factores sociales, los poblados cercanos, los rasgos geomorfoedafológicos, la vegetación y los resultados del Estudio de Riesgo de las instalaciones.

Con objeto de definir con mayor precisión los posibles impactos ambientales que generará el proyecto, se estableció una serie de indicadores de impacto, sobre los aspectos más relevantes señalados en el Capítulo V del Manifiesto de impacto Ambiental modalidad Regional (MIA-R). Este conjunto de elementos permitirá que los trabajos de evaluación (valoración) de los impactos, se inscriban en un marco general de comportamiento del ecosistema en su conjunto.

En este marco si se analiza la información vertida en los Capítulos II y IV de la MIA-R, se espera como resultado que el proyecto, podría incidir negativamente sobre los factores ambientales aire, agua, suelo, flora, fauna y paisaje. Sin embargo, retomando los registros que se asentaron en el Capítulo IV del MIA, destaca el hecho que la región seleccionada para la ubicación del proyecto en tierra será en sitios con uso de suelo actual de agricultura de temporal permanente y para los ductos terrestres preferentemente se ubicarán en derechos de vía existentes y operando. Cabe mencionar que en cualquiera de las etapas del proyecto, las Áreas Naturales Protegidas cercanas no se verán afectadas por las obras o actividades del proyecto debido a que Río Playa y Pantanos de Centla, se encuentran a 25 y 45 kilómetros, respectivamente al este del sitio del proyecto. Con respecto a la población de alta densidad, la ciudad de Paraíso, que es la más cercana a las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso, se encuentra a una distancia mayor a 3 km de la Planta.

Con relación a los resultados del Análisis de Consecuencias las zonas de alto riesgo por radiación y /o ondas de sobrepresión de los escenarios planteados en la Planta Hokchi Paraíso, no sobrepasan los límites de propiedad de la instalación.

Con relación a la zona de amortiguamiento es posible que el incendio en alguno de los diques de contención (peor caso) en los tanques de almacenamiento de aceite de exportación (crudo estabilizado) (1.44 KW/m^2) rebasa 8 m y 20 m aproximadamente los límites de la propiedad la planta en la parte este y oeste, respectivamente; sin embargo, no se observan asentamientos humanos que puedan verse afectados.

Algunos escenarios, particularmente en la estación de medición y ducto de transporte de aceite de exportación, podrían afectar algunas casas habitación; sin embargo, es importante hacer notar que para el caso de un posible evento en el derecho de vía del ducto se tienen que combinar varios factores ya que dicho ducto se encuentra enterrado, por lo que la probabilidad de ocurrencia es remota.

Referente a las simulaciones por la operación en plataformas la mayor afectación se debe a una posible dispersión de hidrocarburo en el mar, los resultados indican que los derrames que se producen cerca de la costa impactan una pequeña zona cercana al punto de arribo del ducto pero en tiempos muy cortos (1 hr.) y con volúmenes de arribo a tierra del 85% derramado, mientras que los derrames que se producen a la mitad del ducto impactan en una franja desde el este de la Barra de Tupilco hasta la Boca de Panteones con tiempos de arribo de entre 10 y 24 hrs. y con volúmenes de arribo a tierra de entre el 50% y el 70% derramado.

Los derrames que se producen cerca de la plataforma satélite impactan una franja desde la barra de Tupilco hasta la desembocadura del Río Tonalá con tiempos de arribo de 14 a 76 hrs y con volúmenes de arribo a tierra de entre el 43% y el 60% del volumen derramado.

Los diferentes escenarios de riesgo simulados se han considerado para el establecimiento de diversas medidas de seguridad y servirán de base para el desarrollo de los Planes de respuesta a emergencias para las instalaciones marinas y terrestres y Programas para la Prevención de Accidentes, con el objeto de dar una atención oportuna en caso de presentarse alguna eventualidad y reducir las posibles afectaciones al medio ambiente y entorno.

CONTENIDO

Descripción	Página
III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL.	2
III.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.	2
III.1.1 <i>Sistemas de seguridad.</i>	7
III.1.2 <i>Medidas preventivas.</i>	15

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

III.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.

A continuación se describen las recomendaciones técnico – operativas realizadas en la identificación de peligros HAZID en la ingeniería conceptual del proyecto, sin embargo es importante mencionar que aunque se han identificado los posibles escenarios de riesgo que pueden presentarse en las instalaciones marinas y terrestres, se tiene previsto que cuando se cuente con la ingeniería básica y de detalle del proyecto se actualizará el análisis de riesgo que permita la verificación cualitativa y cuantitativa de los escenarios y desviaciones más probables y puntuales en algún punto del proceso, equipo y/o sistema que interviene las instalaciones consideradas por este proyecto. Las recomendaciones se describen en dos partes:

- Recomendaciones Técnico - Operativas en la etapa de perforación y la operación de las Plataformas Marinas (Plataforma Satélite (HES) y Plataforma Central (HOE)).
- Recomendaciones Técnico – Operativas en la operación de la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso.

Recomendaciones Técnico – Operativas en la etapa de perforación y la operación de las Plataformas Marinas (Plataforma Satélite (HES) y Plataforma Central (HOE)).

1. Contar con los Sistemas de Seguridad Alarmas y Detección de Gas y Fuego y red de contraincendio, capacitación, plan de mantenimiento en la etapa de perforación y en cada instalación. Además de contar con un sistema de pararrayos y puesta a tierra con las plataformas marinas.
2. El equipo de perforación debe considerar como parte de sus medidas de prevención y mitigación, kit de derrames y bandejas de contención de manera superficial en la plataforma, como para eventos que pudieran ocurrir en el mar. Se deben considerar planes de contingencia y logística con embarcaciones que ataquen cualquier derrame ocasionado en el mar y de esa forma evitar su extensión, fuera de los límites de la ubicación de las plataformas marinas. Elaborar un plan de respuesta de derrames y planes de remediación con autoridades mexicanas.
3. El equipo de perforación debe contar con los certificados de equipos y amarres, certificación de operadores para operación de equipos de perforación, al igual que en el manejo de grúas e izaje de equipo.
4. El equipo de perforación debe documentar su programa de caída de objetos para considerar las salvaguardas correspondientes en la etapa de perforación.
5. El equipo de perforación debe documentar los procedimientos operativos del posicionamiento dinámico, control aéreo, pronóstico del meteorológico, estudio de suelo, programa de precargas de movilización, estudio metoceanico para su posicionamiento y cursos para pasajeros en helicóptero. Además debe documentar su sistema de alarmas asistente a la navegación, zonas de navegación predefinidas, embarcaciones con sistema de navegación y sistemas de comunicación.

6. En la maniobra de perforación, el equipo de perforación debe documentar los procedimientos operativos de perforación con el Sistema de Control de Preventores (Blow Out Prevention), BOP) y presas de lodos, incluyendo planes de contingencia y de prevención, mostrando certificación y capacitación del personal operativo. Además de incluir los procedimientos de simulacros del plan de respuesta de emergencia y abandono de plataforma.
7. El equipo de perforación debe documentar todos sus planes de inspección, mantenimiento preventivo y correctivo del equipo estático y dinámico. Además debe documentar la gestión de contrataciones externas que participan en el sistema de protección mecánica de los equipos de la instalación.
8. El equipo de perforación debe documentar el HAZOP de la operación de su proceso.
9. El contratista del equipo de perforación debe documentar como parte de la capacitación del personal operativo, los programas de salud, seguridad industrial e higiene como parte de los protocolos de trabajo en las distintas áreas del equipo de perforación. Además debe demostrar, la inclusión de servicio médico abordo para atender cualquier incidente o accidente menor.
10. Las plataformas satélite y central, deben contar cada una con Sistemas Instrumentados de Seguridad (Sistema de Paro por Emergencia y Sistema de Detección de Gas y Fuego).
11. La ubicación de los detectores de gas y fuego en las plataformas marinas debe realizarse bajo un análisis de cobertura por desempeño.
12. Toda la instrumentación electrónica debe estar aprobada para clasificación eléctrica Clase I, Div. I o II, Grupos “C y D”, dependiendo de la zona de proceso en donde se encuentren ubicados.
13. Se deben indicar claramente las rutas de evacuación y señalamientos de emergencia en cada plataforma.
14. Como parte del monitoreo integral de la seguridad industrial y física de la instalación se debe considerar el monitoreo de las diferentes áreas por medio de un circuito cerrado de televisión (CCTV). Estas medidas deben incorporarse en la lógica y secuencia de la acciones de los Sistemas Instrumentados de Seguridad.
15. En las plataformas marinas se deben elaborar los planes de contingencia operativa, los programas de mantenimiento preventivo y correctivo a instrumentos de control, tablero de control de pozos y válvulas de control automático, incluyendo las válvulas de corte y propias del pozo como son la válvula superficial y válvula de ala.
16. Se deben documentar y/o desarrollar los planes de respuesta de emergencia tanto del equipo de perforación como de las plataformas marinas, así como la definición de puntos de reunión, rutas de evacuación y los programas de prevención de accidentes.

17. Las plataformas marinas deben incluir sus programas de mantenimiento de protección anticorrosiva, inspección de medición de espesores de equipos, la tubería de proceso y de los ductos de entrada /salida en cada plataforma.
18. Todas las bajantes de los pozos de producción de las plataformas marinas deben cumplir con las recomendaciones dictadas en el API RP 14C ó ISO 10418.
19. Se debe documentar la capacitación al personal operativo para la operación y contingencias de emergencia en las plataformas marinas.
20. Extender la red de tapón fusible con accionamiento del tablero de control de pozos para la medición multifásica hasta las trampas de diablos en las plataformas.
21. Cada plataforma marina debe contar con su manual de operación y procedimientos específicos para el sistema de desfogue, en donde se indique la filosofía de operación y los diferentes modos de operación del desfogue.
22. Todas las válvulas de bloqueo que por alguna condición deban quedar abiertas o cerradas en el proceso de las plataformas marinas, deben tener candado para permitir su posición segura.
23. Ante la confirmación de una fuga de gas o un fuego detectado, el Sistema de gas y fuego deberá enviar una señal al Sistema de paro por emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo.

Recomendaciones Técnico – Operativas en la operación de la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso.

1. La instalación terrestre debe documentar el HAZOP de la operación de su proceso.
2. Se debe documentar un análisis de capas de protección (LOPA) y determinación del nivel de integridad de seguridad (SIL).
3. Se deben documentar como parte de la capacitación del personal operativo, los programas de salud, seguridad industrial e higiene como parte de los protocolos de trabajo en las distintas áreas del proceso. Además debe demostrar, la inclusión de servicio médico en tierra para atender cualquier incidente o accidente menor.
4. Se debe realizar en la ingeniería de detalle y/o en la etapa de construcción un estudio de radiación para confirmar el diseño de la boquilla del quemador y su ubicación final.
5. El diseño de tanque K. O. del quemador debe considerar los internos adecuados que eviten el arrastre de líquidos, en el caso de un flujo multifásico y en el caso de la posible quema de líquidos, se debe revisar la tolerancia que el diseño de la boquilla del quemador tiene para quemar líquidos.
6. Se debe instalar un medidor de flujo de gas a quemador, para documentar con la autoridad ambiental SEMARNAT y PROFEPA las emisiones a la atmosfera.

7. La instalación terrestre, debe contar con Sistemas Instrumentados de Seguridad (Sistema de Paro por Emergencia y Sistema de Detección de Gas y Fuego).
8. Se debe diseñar un Sistema de Administración de Alarmas que permita el monitoreo centralizado de las plataformas marinas y la instalación terrestre.
9. La ubicación de los detectores de gas y fuego en las diferentes áreas de proceso debe realizarse bajo un análisis de cobertura por desempeño.
10. Como parte del monitoreo integral de la seguridad industrial y física de la instalación se debe considerar el monitoreo de las diferentes áreas por medio de un circuito cerrado de televisión (CCTV) y vigilancia perimetral. Estas medidas deben incorporarse en la lógica y secuencia de las acciones de los Sistemas Instrumentados de Seguridad.
11. El diseño del cuarto de control, IHM y consola de operación debe tomar en cuenta los aspectos de ergonomía, considerando principalmente el factor humano y la cantidad de personal operativo.
12. Toda la instrumentación electrónica debe estar aprobada para clasificación eléctrica Clase I, Div. I o II, Grupos "C y D", dependiendo de la zona de proceso en donde se encuentren ubicados.
13. Considerar el diseño del sistema general de tierras y análisis de protección pararrayos en equipos.
14. Incluir el análisis de resistividad del suelo, en el caso de tramos de tubería y/o ductos enterrados para su respectiva protección con recubrimientos específicos.
15. Conforme a las condiciones del medio ambiente e industrial de la instalación, se deben revisar y seleccionar los recubrimientos adecuados para la protección de equipos mecánicos, tuberías y ductos debido a la corrosión general o localizada por la propia operación de la instalación. Se deben elaborar los planes de inspección de integridad mecánica, considerando el concepto de integridad mecánica basada en riesgo.
16. En el caso de los ductos marinos y terrestres que interactúan con la instalación terrestre se deben diseñar los planes de inspección bajo el uso de diablos instrumentados que permitan documentar la integridad mecánica de los ductos.
17. Todos los ductos deben contar con las válvulas de corte manuales y/o automáticas necesarias, que permitan realizar maniobras operativas y/o de seguridad para desarrollar un aislamiento adecuado y sin riesgos de algún derrame. Se debe desarrollar una filosofía de bloqueo y/o aislamiento de los ductos.
18. Se deben indicar claramente los puntos de reunión, rutas de evacuación y señalamientos de emergencia en las diferentes áreas de proceso de la instalación.
19. Se deben documentar y/o desarrollar los planes de respuesta de emergencia, así como las rutas de evacuación y los programas de prevención de accidentes de la instalación de

proceso, como los correspondientes al aviso y acción de la comunidad ante un evento fuera de control.

20. Se deben elaborar los planes de contingencia operativa, los programas de mantenimiento preventivo y correctivo a instrumentos de control, equipo estático, equipo dinámico, tuberías, sistemas de medición, servicios auxiliares y ductos, incluyendo las válvulas de corte sometidas a un accionamiento bajo demanda.
21. La instalación terrestre debe considerar como parte de sus medidas de prevención y mitigación de derrames, el diseño de charolas ó bandejas de contención específicas para ciertos equipos, como diques de contención en tanques de almacenamiento de hidrocarburos que por la cantidad de material, puede tener la probabilidad de una pérdida de contención considerable. Se deben considerar planes de contingencia y logística que ataquen cualquier derrame incluyendo la integración de la incorporación de los ductos de hidrocarburo a exportación y de esa forma, evitar su extensión fuera de los límites de la ubicación de la instalación. Revisar requerimientos, de plan de respuesta de derrames y planes de remediación con autoridades mexicanas.
22. Se debe contar con un manual de operación y procedimientos específicos para el sistema de desfogue, en donde se indique la filosofía de operación y los diferentes modos de operación del desfogue. Las emisiones a la atmosfera deben ser monitoreadas y medidas conforme al requerimiento de la legislación y autoridades mexicanas.
23. Realizar un estudio específico en el caso de un derrame y/o descarga de agua congénita en tierra y/o el mar para cumplir con requerimientos ambientales.
24. Se deben elaborar los protocolos de comunicación y coordinación con PEMEX ante un evento operativo, de seguridad y/o de emergencia ante un evento fuera de control.
25. Ante la confirmación de una fuga de gas o un fuego detectado, el Sistema de gas y fuego deberá enviar una señal al Sistema de paro por emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo.

III.1.1 Sistemas de seguridad.

Como parte importante en el proyecto Hokchi las instalaciones marinas y la instalación terrestre contarán con un diseño inherentemente seguro, referido a toda la normatividad, nacional e internacional, códigos y buenas prácticas de ingeniería. Tanto los equipos de proceso, como los equipos auxiliares se tienen contemplado que cuenten con todos los dispositivos de seguridad que ayuden a prevenir y/o mitigar cualquier evento riesgo. Entre los dispositivos de seguridad se encuentran: válvulas de seguridad, arrestadores de flama y válvulas de presión – vacío.

Los sistemas de seguridad que serán incluidos en cada instalación son:

Plataforma Satélite (HES).

- Sistema de Paro por Emergencia (SIS).
- Sistema de Detección de Gas y Fuego (FGS).
- Tablero de Control de Pozos.

Plataforma Central (HOE).

- Sistema de Paro por Emergencia (SIS).
- Sistema de Detección de Gas y Fuego (FGS).
- Tablero de Control de Pozos.

Planta Hokchi Paraíso.

- Sistema de Paro por Emergencia (SIS).
- Sistema de Detección de Gas y Fuego (FGS).

Sistema de Paro por Emergencia (SIS).

El principal propósito del sistema de paro por emergencia es prevenir una situación de riesgo, debido al descontrol de una condición anormal de proceso, el fallo de un equipo y/o un evento detectado por el sistema de gas y fuego evitando una situación de riesgo no tolerable para el personal, instalación y/o al medio ambiente.

El sistema de paro por emergencia de cada instalación se encargará del accionamiento de las válvulas de corte y dispositivos relativos al paro por emergencia para garantizar la integridad del personal y de la instalación, de acuerdo con una matriz de paro de emergencia que sea validada por un análisis de riesgo de proceso.

El nivel de integridad de seguridad (SIL) de la instalación será verificado en forma cuantitativa durante el desarrollo del proyecto.

El sistema de paro por emergencia estará integrado de funciones instrumentadas de seguridad: instrumentación de campo y válvulas de corte con integración al controlador o hardware y software del sistema de control de seguridad. La tecnología de los dispositivos del sistema de paro por emergencia deberá ser de tecnología probada y certificada para su

aplicación en seguridad.

En las plataformas marinas, el sistema de paro por emergencia tendrá interconexión punto a punto con el sistema de detección de gas y fuego, así como con el tablero de control de pozos. En el caso del sistema de paro por emergencia de la instalación terrestre Planta Hokchi Paraiso, tendrá interconexión punto a punto con el sistema de detección de gas y fuego y los diferentes sistemas de seguridad de equipos paquete.

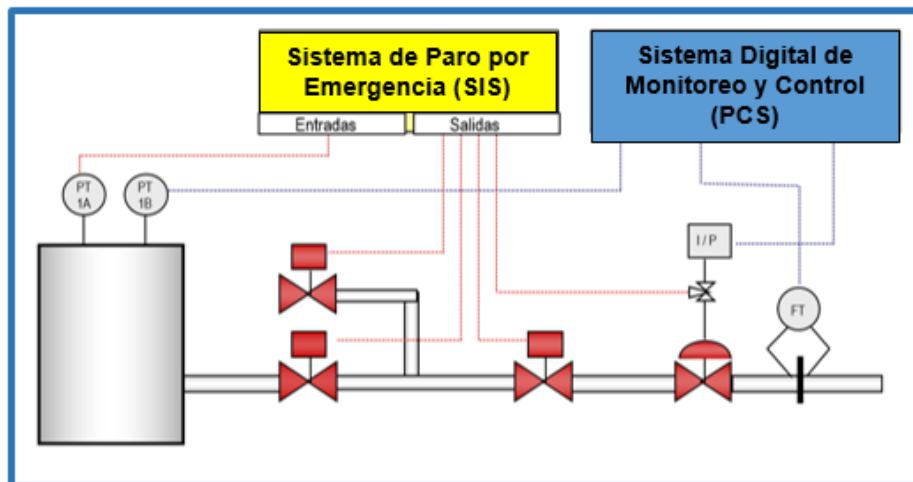


Figura III.1. Sistema de paro por emergencia

Tablero de Control de Pozos.

Se instalarán en la cubierta de producción de cada plataforma marina, un tablero de control de pozos para control y monitoreo de los pozos productores. El tablero de control de pozos, será el encargado de accionar por medio de señales de alta o baja presión en el cabezal de producción, a las válvulas de corte (Válvulas de Ala, Válvulas Superficial y Válvula Subsuperficial) de los pozos en producción, así como el cierre remoto de pozos. El tablero de control de pozos contará con un sistema de detección de fuego a base de tapones fusibles y estaciones manuales para cierre por emergencia de pozos. El estado de los pozos, será monitoreado por el Sistema Digital de Monitoreo y Control de Procesos (PCS), así mismo el Sistema de Paro por Emergencia (SIS) podrá hacer el cierre por emergencia remoto de todos los pozos, ante un evento de riesgo.

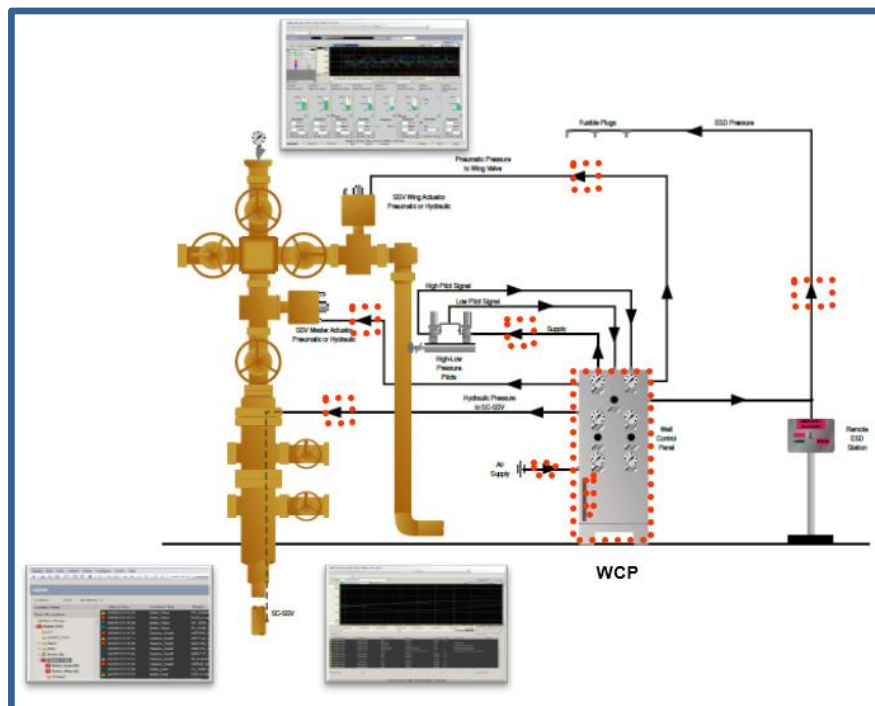


Figura III.2. Tableros de control de pozos

Sistema de Detección de Gas y Fuego (FGS).

El principal propósito del sistema de detección de gas y fuego es mitigar rápidamente una situación de riesgo, advertir a todo el personal ubicado en la instalación y controlar el problema antes de que se presente un peligro significativo al personal, a la instalación y al medio ambiente, proporcionando un nivel de protección con un diseño combinado de sistemas manuales y automáticos. (Ver Anexo I del Estudio de Riesgo).

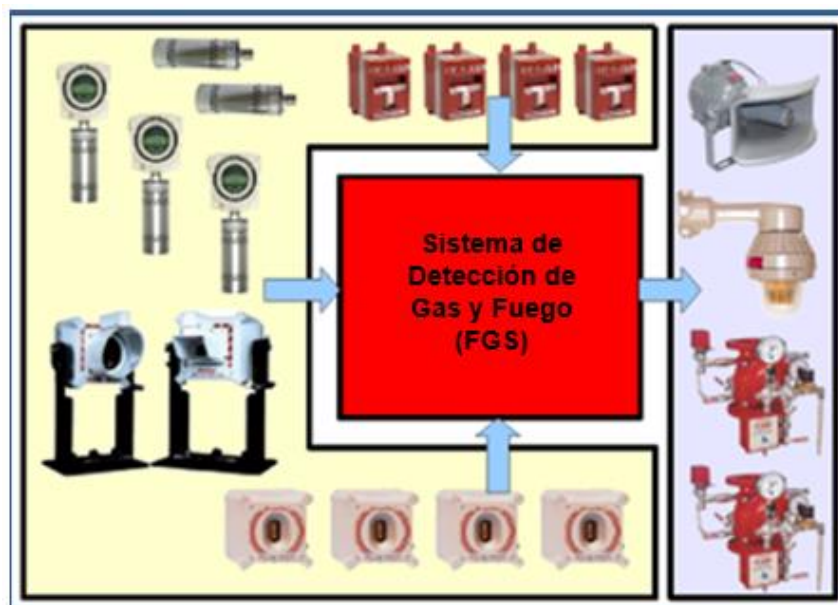


FIGURA III.3. Sistema de detección de gas y fuego

Tanto en las instalaciones marinas, como en la instalación terrestre involucradas en el manejo de producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos se pueden tener grandes riesgos derivados del manejo de materiales combustibles y de la operación del equipo involucrado, por lo cual el diseño del sistema de detección de gas y fuego en cada instalación, deberá incluir:

- Detección de posibles fugas de gas combustible, gas hidrógeno y/o H_2S por medio de sistemas electrónicos con tecnología de punta.
- Detección oportuna de conatos de incendio, con la activación automática de los sistemas de aspersión en las áreas involucradas.
- Protección contra incendio a base de agua para áreas de proceso, equipos, estaciones de medición, trampas de diablo, así como a recipientes a presión y/o atmosféricos que, por las características de su contenido, requieran de sistemas de aspersión.
- Sistemas contra incendios móviles o portátiles, tales como extintores de polvo químico seco y/o CO_2 .
- Señalización, puntos de reunión y rutas de evacuación.
- Equipo de sobrevivencia y salvamento (En plataformas marinas), tales como: aros salvavidas, balsas inflables y equipo de respiración autónomo.

En los cuartos de control y cuarto eléctrico se protegerán con sistemas de supresión de fuego a base de agente limpio.

Red de Agua Contraincendio.

La red de agua contraincendio estará constituida por un anillo principal de tubería de acero al carbón localizado en las áreas de proceso de las instalaciones, el cual se instalará circunscribiendo los diferentes equipos de proceso a proteger, de donde se derivaran las tomas necesarias para las alimentaciones a los siguientes sistemas:

- **Protección a áreas abiertas.** (Plataformas marinas e instalación terrestre).
Las áreas abiertas de alto riesgo tales como las zonas donde se ubican tanques atmosféricos, recipientes a presión, bombas, compresores, trampas de diablo y áreas de químicos, se protegerán mediante un sistema fijo de aspersores tipo inundación, capaz de cubrir las superficies críticas con una densidad de agua específica. Con la finalidad de extinguir el fuego y a los tanques y/o recipientes de la exposición al mismo, estas áreas también se cubrirán con monitores operados manualmente, estos se localizarán en lugares de fácil acceso.
- **Protección al área de pozos** (Plataformas marinas).
A través de boquillas de aspersión de flujo constante de 1 ½" de diámetro. La densidad de aplicación para esta área será de 0.5 gpm/ft³ como mínimo. El área de pozos también se cubrirá con monitores operados manualmente. Estos se localizarán en lugares accesibles desde dos direcciones opuestas y seguras.
- **Embarcaderos** (Plataformas marinas).
Se considerará un monitor para cada uno de los embarcaderos. Se deberá incluir en uno de los embarcaderos una conexión de tipo rápida a la red de agua contraincendio, esto permitirá que un barco contraincendio pueda bombear agua a la red contraincendio de la plataforma.

Sistema de Hidrantes-Monitores.

Como apoyo a los sistemas fijos de extinción, se instalarán estratégicamente este tipo de equipos en las áreas de producción de los embarcaderos y el helipuerto de las plataformas marinas y en la instalación terrestre, con capacidad suficiente para abastecimiento de agua contra incendio en el momento de ser requerido su uso, como medida preventiva.

- **Capacidad.**
Las capacidades tanto para hidrantes como para monitores se fundamentarán en los requerimientos indicados en las normas API 14G e ISO-13702.
- **Estaciones de Manguera.**
Se colocarán estaciones de mangueras, como mínimo en lugares seguros de fácil acceso y de tal forma que cubran totalmente el área a proteger se fundamentará en los requerimientos indicados en las normas API 14G e ISO 13702.
- **Válvulas de diluvio.**
Utilizadas para la activación de los sistemas de aspersión, estas válvulas podrán operar de diferentes formas, para darle la redundancia requerida a los sistemas de aspersión, en la apertura de la válvula solenoide, en los siguientes casos:

- ✓ Activación manual local. Por medio de la despresurización del sistema

neumático de tapón fusible. A través de la apertura de la válvula de liberación conectada directamente en él.

- ✓ Automática local.- Por medio de la despresurización del sistema de tapón fusible, cuando alguno/algunos de los detectores de calor del tipo elemento fusible alcancen su temperatura de fusión (70°C).
- ✓ Activación automática local.- Por medio de la energización de la válvula solenoide desde el sistema digital de gas y fuego cuando se detecte fuego, en las áreas de cobertura de la válvula de diluvio.
- **Interconexión con Paquete de Perforación** (Plataformas marinas).
Se considerarán las preparaciones necesarias para conectar la red de agua contraincendio con la paquetería de perforación, considerando disparos para:
 - ✓ Paquete de líquidos.
 - ✓ Paquete de lodos.
 - ✓ Paquete de máquinas.
 - ✓ Paquete habitacional.
 - ✓ Mesa rotatoria.

Bombas Contraincendio.

El Sistema de Agua Contraincendio en la instalación terrestre contará con dos bombas para manejar agua de mar, una será accionada con motor eléctrico y otra será accionada con motor de combustión interna (diésel) y su arranque podrá ser manual y/o automático de acuerdo a la filosofía de operación de contraincendio. La red deberá mantenerse presurizada mediante una bomba jockey. Deberán tener un tablero local para tomar las señales básicas para monitorear el correcto funcionamiento de las bombas contraincendio.

En el caso de las bombas de contraincendio para las plataformas marinas, el paquete de perforación tendrá como alcance proporcionar las bombas correspondientes requeridas por el proyecto.

Equipo Contraincendio Portátil.

Se considerara la instalación de extintores portátiles de 20 lbs. de polvo químico seco y bióxido de carbono, ubicados estratégicamente en las plataforma marinas e instalación terrestre, cerca de las rutas de evacuación así como en cuartos de control y cuartos eléctricos.

Sistema de Detección de Gas y Fuego.

Las plataformas marinas y la instalación terrestre, desde el momento en que operen, contarán con un sistema de detección de gas y fuego, aprobado para sistemas de seguridad conforme a IEC-61508 y adecuado, para cumplir con los requerimientos del nivel de integridad en cada instalación.

Detección de humo.

Los detectores de humo serán inteligentes del tipo iónico y tendrán como fuente de ionización americio 241, con una sensibilidad de mínimo 0.8% de oscuridad/pie y trabajaran apropiadamente con velocidades de aire. Con los cuales se protegerán los cuartos de control y cuartos de control eléctrico, instalados en forma redundante uno detecta y un segundo confirma.

Detección de gas hidrogeno.

El sensor de gas hidrogeno funcionará bajo el principio de oxidación catalítica probada y certificada para aplicaciones en los cuartos de baterías de las instalaciones.

Detección de gas tóxico (H₂S).

Instalación de detectores puntuales de celda electroquímica, en las áreas que por sus características lo permitan, de tecnología de punta, probada y certificada. Los detectores de H₂S se ubicarán al nivel de piso a no más de 30 cm. de altura cubriendo las áreas de los equipos o instalaciones que puedan emitir este gas. Las alarmas por este tipo de gas se calibrarán como sigue:

- Baja concentración @10 ppm.
- Alta concentración @20 ppm.

Detector de gas toxico de ruta abierta exterior.

La tecnología del sensor debe ser de una señal comparativa basada en espectro infrarrojo de ruta abierta que se procesa con una alta confiabilidad y máxima inmunidad de falsa alarma utilizando una combinación receptora / transmisora basada en un microprocesador. El proceso de señal debe ser de radio doble capaz de sensar gases múltiples incluyendo hidrocarburos totales e hidrocarburos pesados utilizando dos juegos de filtros infrarrojos con dos salidas separadas. La línea del rayo infrarrojo debe estar libre de obstrucciones entre el contacto visual entre el transmisor y el receptor.

Detección de gas combustible (CH₄).

Por medio de detectores puntuales de tipo infrarrojo los detectores de gas combustible se ubicarán a no más de 3 metros por encima de las áreas de los equipos o instalaciones donde puedan existir fugas de este gas. Las alarmas por este tipo de gas se calibrarán como sigue:

- Baja concentración @20 % LEL.
- Alta concentración @60% LEL.

Detección de fuego.

Por medio de detectores de tipo UV/IR, con cobertura mínima de 90°, capaz de detectar fuego por hidrocarburos (gasolina) de 1 pie cuadrado a 15 metros, de tecnología de punta, probada y certificada. Los detectores de fuego se ubicarán por encima de los equipos instalados en la cubierta principal, cuidando que su visión no quede obstruida por tuberías o equipos. Los detectores deben enviar al FGS como mínimo, los siguientes estados:

- Solo UV detectado.
- Solo IR detectado.

- Fuego.
- Lente sucio.
- Falla de detector

El FGS será configurado de modo tal, que se asocie la detección de fuego con la activación de la válvula de diluvio que protege al área donde se detecte fuego.

Alarmas manuales.

Las instalaciones contarán con un sistema de alarmas manuales, distribuidas estratégicamente en ambas cubiertas, y serán utilizadas por el personal para alertar sobre las condiciones siguientes:

- Fuego. Por medio de una estación manual en color rojo.
- Hombre al agua. Por medio de una estación manual en color verde.
- Abandono de la instalación. Por medio de una estación manual en color naranja brillante.

Alarmas audibles.

Para la notificación al personal de las condiciones de seguridad de la instalación, se contarán con alarmas audibles distribuidas en las diferentes áreas de proceso. Serán del tipo corneta, adecuadas para áreas peligrosas, con clasificación eléctrica de acuerdo al área donde se ubiquen, alimentación a 24 VCD con una potencia de salida de 114 Db @ 3 mts. Serán capaces de notificar, a través de un tono diferente, cada condición de riesgo dentro de las instalaciones. El tono debe provenir de un generador de tonos en interiores se consideran alarmas audible tipo bafle.

Alarmas visibles.

Adicionalmente a la notificación audible, se distribuirán en las diferentes áreas de proceso, alarmas visibles tipo semáforo, con seis luces de colores diferentes, para alertar al personal de las condiciones de seguridad en las instalaciones. Las luces tendrán alimentación a 24 VCD y serán del tipo estroboscópicas, adecuadas para áreas peligrosas, con clasificación eléctrica de acuerdo al área donde se ubiquen se consideraran luces de estado de 3 colores.

Equipo de Supervivencia y de Salvamento en las Plataformas Marinas.

Se instalarán dos balsas salvavidas autoinflables en cada plataforma, con capacidad para 25 personas que se ubicarán en la cubierta principal, (Elev. +19.100) deberá contar como mínimo con chalecos salvavidas (tipo 5), con luz intermitente y silbato. Así como contenedores para 25 chalecos salvavidas.

Asimismo se instalarán aros salvavidas equipados con luz intermitente, instalados en el primer nivel de la plataforma (1 cada 8 mts. o lo que aplique) en la periferia de la plataforma, instalación de cables para auxilio de desembarco. Los dispositivos de salvamento deberán cumplir con lo estipulado en el convenio internacional para la seguridad de la vida en el mar (SOLAS) vigente.

Cápsula de salvamento.

Con objeto de contar con un medio de transporte para evacuar al personal que se encuentre en la plataforma en caso de una emergencia, se contará con el bote de salvamento, con una capacidad para cubrir el 150% del total del personal fijo en la plataforma y estará montado en una plataforma (pescante) de soporte, lanzamiento y recuperación, la cual consistirá en una estructura de acero soldada que mantendrá al bote de salvamento sujeto a la plataforma, así como pasillo, barandales de protección, sistema de lanzamiento y recuperación.

Equipo de Aire Comprimido tipo Autónomo.

Se instalarán equipos de respiración autónoma distribuidos estratégicamente en todas las instalaciones y estos, se instalarán desde el inicio de la operación para emergencias con la presencia de gases tóxicos.

Muro Contraincendio.

Debido a la cercanía del área de pozos con el equipo de proceso en las plataformas marinas y para proporcionar una separación adecuada entre estas áreas, se colocará un muro contra incendio, con capacidad para resistir una temperatura de por lo menos 1150 °C durante una hora. Los muros contra incendio deben tener la capacidad de resistir la onda expansiva obtenida durante la etapa del análisis de riesgo. En el caso de explosiones que ocurran en áreas no confinadas, el valor de sobrepresión esperado es de 0.7 bar, con una duración de 20 milisegundos. Para el caso de explosiones en áreas parcialmente confinadas, la onda de sobrepresión generalmente alcanza un valor de 1.0 bar, con una duración de 30 milisegundos. En cualquier caso tanto el valor de sobrepresión seleccionado, como su duración, deben sustentarse con el estudio de riesgo correspondiente.

Señalización.

Los letreros de señalización en las instalaciones, se apegarán estrictamente a los requerimientos y criterios, establecidos; en cuanto a su diseño, colores, tamaño, construcción, fabricación, instalación y montaje, establecidos en la norma oficial mexicana NOM-026-STPS-1998, colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.

Los letreros deberán quedar instalados en lugares que no quede obstruida su visibilidad de tal manera que puedan ser vistos desde cualquier punto en un ángulo de 180 grados.

Sistema de Supresión de Fuego con agente limpio.

Este sistema tiene por objeto proteger al personal y los sistemas de control que se encuentran dentro de los cuartos de control de un incendio por medio de la descarga del agente limpio de manera que el objeto (os) incendiado (os) quede localmente rodeado por una concentración elevada de agente para inhibir el oxígeno y sofocar el fuego logrando inundación total del recinto. Este sistema será activado por medio de detectores de humo; así mismo esta detección activará alarmas locales y remotas instaladas en los cuartos de control y en los cuartos de control eléctrico de las plataformas marinas y la instalación terrestre como se indica en el NFPA-2001.

III.1.2 Medidas preventivas.

Como en todo proceso industrial, la mejor seguridad se logra por medio de un diseño

inherentemente seguro del proceso. Las capas de protección juegan un papel importante para la reducción de riesgo, por lo tanto, es necesario identificar cuales se tiene implementadas para funcionar como medida de prevención y cuales están implementadas como medidas de mitigación. En la Figura III.4 se muestra un ejemplo de las capas de protección que se pueden implementar, en función del criterio tolerable de riesgo.

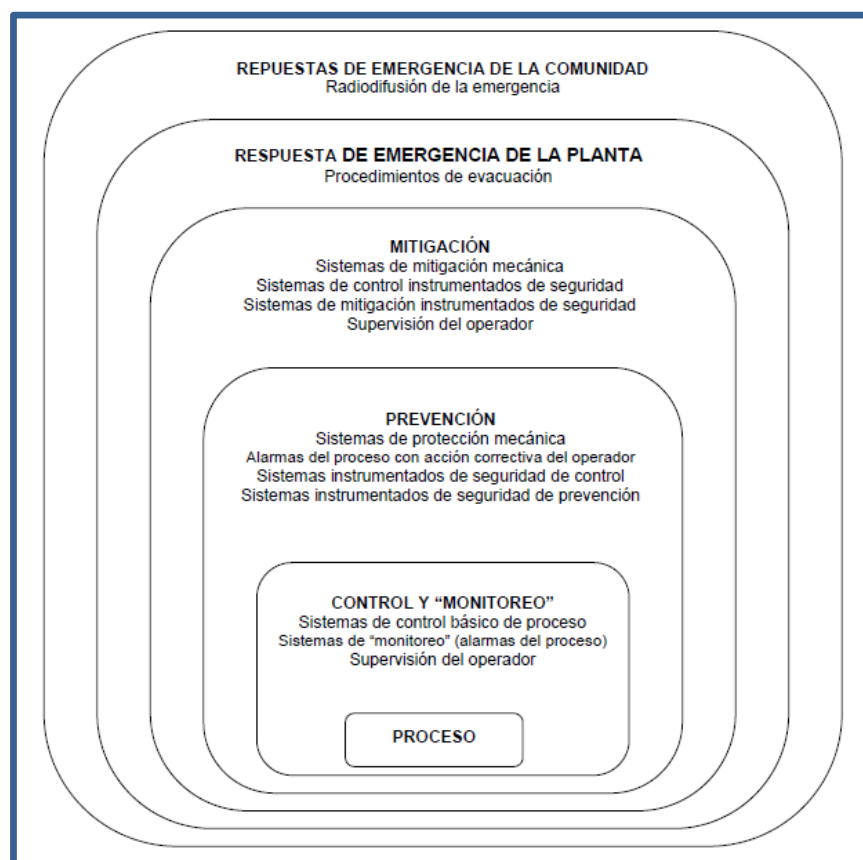


Figura III.4. Ejemplo decapas de protección en plantas de proceso.

De acuerdo a lo anterior, en el diseño de la Plataforma Satélite (HES), la Plataforma Central (HOE) y la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso, se están considerando las capas de protección independientes necesarias para reducir al mínimo el riesgo. A continuación se describen las capas de protección preventivas consideradas en cada una de las instalaciones mencionadas, las cuales fueron consideradas en la evaluación del riesgo.

Función de los Sistemas de Control en las Plataformas Satélite (HES) y Plataforma Central (HOE).

Como parte del monitoreo y control de las plataformas marinas, cada una cuenta con un Sistema Digital de Monitoreo y Control de Procesos (PCS), el cual permite el monitoreo local /remoto, como el control automático /manual del proceso. Dichos sistemas envían la información de las condiciones de operación del proceso a un Sistema de Control Distribuido ubicado en la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso.

Parte importante de mantener centralizado en un Sistema de control Distribuido el monitoreo y control de las plataformas marinas en tierra, es implementar un Sistema de Administración de Alarmas, que permita alertar eficazmente a los operadores de la Planta Paraíso (HPP) de alguna condición anormal de proceso. Esta situación debe proceder a la toma de decisión y acción del operario para tratar de regresar la condición anormal a una condición estable del proceso. El Sistema de Administración de Alarmas se compone típicamente de dispositivos que miden las condiciones del proceso (sensores de campo), otros dispositivos capaces de transferir las mediciones (transmisores) hacia otro equipo que interpreta las mediciones (Sistema Digital de Monitoreo y Control), controlando automáticamente las condiciones del proceso y lograr, la operación correcta del proceso, finalmente, si el control de proceso no fuera restablecido a su condición normal, se requiere de una estación de operación (IHM) que permite a los operadores intervenir como sea necesario el proceso, para salir fuera de la condición anormal de proceso.

Como parte de los Sistemas de Seguridad que integrarán cada plataforma marina, se encuentra principalmente, el Sistema de Paro por Emergencia como capa de protección de prevención que conjuntamente con el Sistema de Detección de Gas y Fuego y el Tablero de Control de Pozos que llevarán a cada instalación a un estado seguro ante un evento de riesgo no tolerable, sea este un paro parcial o total de emergencia en cada plataforma. Desde tierra, el personal operativo podrá en su caso también, tomar la decisión de efectuar un paro de emergencia remoto, si es que en la administración de alarmas se prevé un descontrol inminente en las instalaciones marinas, como en la instalación terrestre.

En este tipo de plataformas el Tablero de Control de Pozos, se encuentra íntimamente ligado al Sistema Digital de Monitoreo y Control y al Sistema de Paro por Emergencia. Por medio del Sistema Digital de Monitoreo y Control es posible el monitoreo de la presión en la cabeza de pozos y las bajantes de flujo, además de poder conocer el estado que guarda cada una de las válvulas de corte implicadas en cada pozo. Además de que por medio de un anillo de tapón fusible en el área de pozos integrado al Tablero es posible iniciar una secuencia de cierre de todos los pozos por un evento de fuego en esa zona. En el caso de la interacción del Tablero con el Sistema de Paro por Emergencia, este forma parte importante de la secuencia de paro por emergencia, conforme a la lógica de la matriz de seguridad causa – efecto de paro por emergencia.

De manera adicional, a la Seguridad Funcional (Sistemas de Control) incluida en las plataformas marinas, estarán presentes las correspondientes protecciones activas y pasivas y los planes de respuesta de emergencia correspondiente para cada instalación para limitar o reducir cualquier pérdida de contención que pudiera probablemente ocurrir.

Función de los Sistemas de Control en la Instalación Terrestre Planta Hokchi Paraíso.

En la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso, existirá un Cuarto de Control centralizado que contendrá un Sistema de Control Distribuido. El Sistema de Control Distribuido tendrá la función de centralizar el monitoreo y operaciones de las plataformas marinas y la Planta Hokchi Paraíso.

El Sistema de Control Distribuido tendrá incorporado el monitoreo y control de todos los procesos en tierra, desde la llegada de producción al sistema de separación trifásica, posteriormente al sistema de deshidratación y estabilizado de aceite, almacenamiento del aceite deshidratado para su posterior envío a medición de flujo de exportación para transferencia de custodia hacia un oleoducto existente. También estará integrado el monitoreo y control del gas obtenido en la separación trifásica y recuperación de vapores hacia el sistema de compresión, para su posterior envío a medición de flujo de exportación para transferencia de custodia hacia un gasoducto existente. Además del monitoreo y control de los procesos principales de la Planta Hokchi Paraíso, se tendrá integrado el monitoreo de los servicios auxiliares como son:

- Sistema de Tratamiento de Agua Congénita.
- Sistema de Tratamiento e Inyección de Agua de Mar.
- Sistema de Aire de Planta y Aire de Instrumentos.
- Sistema de Agua Fresca.
- Sistema de Venteo y Desfogue.
- Sistema de Inyección de Químicos.
- Sistema de Drenaje.
- Sistema de Gas Combustible.
- Sistema de Generación Eléctrica.

Los equipos paquete como: el Sistema de Aire de Planta y Aire de Instrumentos, el Sistema de Venteo y Desfogue, el Sistema de Generación Eléctrica, los Trenes de Compresión, los Trenes de Recuperación de Vapor, el Sistema de Deshidratación y Estabilizado de Aceite, el Sistema de Tratamiento de Agua Congénita y el Sistema de Tratamiento e Inyección de Agua de Mar contarán con un PLC de control dedicado para realizar sus funciones de control de proceso. Dichos PLC's de control contarán con un enlace de comunicación al Sistema de Control Distribuido para su integración en el monitoreo y control integral en la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso.

La medición de flujo de aceite y gas a exportación en la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso se concentrará en computadores de flujo específicos en las estación de medición, que respectivamente enviarán el monitoreo de la medición de transferencia de custodia al

Sistema de Control Distribuido para su manejo administrativo y/o de facturación.

La instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso contará con los Sistemas de Seguridad: Sistema de Paro por Emergencia y Sistema de Detección de Gas y Fuego, los cuales se encargarán de prevenir y mitigar cualquier escenario de riesgo que se pueda presentar ante una fuga, un incendio y/o explosión. En el caso de los equipos paquetes, estos traerán las correspondientes protecciones de seguridad que la tecnología contenida en su proceso requiera tener para salvaguardar al personal, instalación y medio ambiente.

Como parte integral de la seguridad de procesos de la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso, el Sistema de Control Distribuido, el Sistema de Paro por Emergencia y el Sistema de Detección de Gas y Fuego se encuentran íntimamente ligados en secuencias de monitoreo y control ante condiciones normales de proceso, condiciones anormales de proceso y paros de emergencia, razón por la cual, el personal operativo formará parte importante en las decisiones del monitoreo y control y lógicas de control de seguridad que impliquen una toma de decisión que lleve a la instalación a un estado seguro.

Además de la Seguridad Funcional (Sistemas de Control) incluida en la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso, estarán presentes las correspondientes protecciones activas y pasivas y los planes de respuesta de emergencia correspondiente para limitar o reducir cualquier pérdida de contención que pudiera probablemente ocurrir.

Consideraciones adicionales en el diseño de los Sistemas de Control, el Cuarto de Control y la Eficiencia Operativa.

El Cuarto de Control de la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso cuenta con infraestructura de telecomunicaciones para su monitoreo y control remoto bidireccional hacia la Plataforma Satélite (HES) y la Plataforma Central (HOE). Además, existe infraestructura de comunicaciones para enlace con un SCADA central.

La arquitectura de los Sistemas de Control en cada instalación contará con la instrumentación, hardware y software de última tecnología, lo cual permitirá explotar la información de diagnósticos y fallos de cada uno de sus dispositivos y/o equipos. Además este tipo de tecnología permitirá contar con las protecciones necesarias de Ciberseguridad que evitarán la afectación de cualquier virus informático malicioso en el monitoreo, control y/o acción de emergencia requerida bajo una demanda de un escenario de riesgos.

El Sistema de Administración de Alarmas depende en gran medida del diseño del cuarto de control, por lo cual se tiene considerado un diseño con la mejor distribución y espacios adecuados, para el tránsito y operación del personal operativo que participa en el control del proceso. La consola de operación centralizada y las Interfases Humano Maquina (IHM), están contempladas con un diseño centrado en el factor humano, lo cual coadyuvará a reducir el ambiente de estrés y cansancio en el día a día del monitoreo y control de las instalaciones marinas y terrestre, lo cual permitirá tomar de manera relajada, las mejores decisiones del personal operativo ante una condición anormal del proceso.

La capacitación y/o entrenamiento de los operadores en cada instalación y el adecuado diseño de los procedimientos de trabajo y manuales de operación, será un proceso dinámico y de administración del cambio que permitirá el mejor desempeño del operario en la consola de operación.

Durante el diseño y construcción de las instalaciones y selección de los equipos de proceso, se dotará de condiciones de mantenibilidad, considerando aspectos tales como accesibilidad, modularidad, estandarización y simplicidad, con el objetivo de permitir una apropiada reparación en un tiempo máximo establecido y, por lo tanto, se minimice el impacto potencial que una avería puede tener en la disponibilidad y seguridad de algún equipo de proceso. Para contrarrestar consecuencias negativas derivadas de fenómenos de desgaste propio de un equipo o situaciones de estrés ocasionadas por las condiciones de proceso, se adoptarán diferentes tareas de mantenimiento preventivo (Antes de que ocurra la avería) y mantenimiento correctivo (Cuando la avería ha acaecido) implementando los correspondientes programas de mantenimiento e inspección a equipo estático, equipo dinámico, tuberías y ductos. Dichos programas de mantenimiento e inspección estarán basados de acuerdo a las recomendaciones de fabricantes, tecnólogos y el tiempo medio de reparación (MTTR).

Dado el tipo de instalaciones y fluidos en operación, se establecerán planes de mantenimiento basado en la condición, persiguiendo la obtención de un período de preaviso que transcurre entre la detección de un malfuncionamiento del equipo y/o dispositivo considerado (fallo potencial) y el instante de ocurrencia de su avería (fallo funcional) con el fin de tener un margen de actuación suficiente para poder adoptar las medidas de actuación oportunas que en primera instancia no pongan en peligro al personal operativo, la integridad del equipo, la instalación, la producción y/o el medio ambiente.

CONTENIDO

Descripción	Página
IV RESUMEN. _____	2
IV.1 SEÑALAR LAS CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL. _____	2
IV.2 HACER UN RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL. _____	4
IV.3 PRESENTAR EL INFORME TÉCNICO DEBIDAMENTE LLENADO. _____	28

IV RESUMEN.

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

Las principales conclusiones del Estudio de Riesgo Ambiental son las siguientes:

Se desarrolló el Estudio de Riesgo Ambiental para el Campo Hokchi utilizando la Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo de la SEMARNAT que comprende las instalaciones siguientes:

- ✓ Plataforma Central.
 - ✓ Plataforma Satélite.
 - ✓ Ducto Marino.
 - ✓ Planta Hokchi Paraiso.
 - ✓ Ductos terrestres de exportación.
 - ✓ Estación de medición.
- Para el área del campo Hokchi se identificaron diversos tipos de riesgo geológicos en el área de las plataformas, los cuales fueron considerados como posibles causas de presentar eventos de riesgo por pérdida de contención de hidrocarburos desde las plataformas hasta la región costera.
 - En el proyecto civil para las instalaciones costa afuera se cuenta con la filosofía del diseño y la metodología a seguir en la ejecución de las obras y la ingeniería estructural para la ingeniería básica y fases de ingeniería de detalle de las plataformas Hokchi. Una vez finalizada la fase de ingeniería básica, la misma base de diseño con modificaciones posteriores requeridas, será aplicada para el desarrollo de la ingeniería de detalle de este proyecto, especificando los requisitos mínimos técnicos que serán necesarios para diseñar adecuadamente la estructura de acuerdo con el alcance del proyecto.

Para las instalaciones terrestres se cuenta con las bases de diseño para la ejecución del proyecto para la construcción de todas las instalaciones terrestres del campo Hokchi, desde el inicio de los ductos en tierra hasta las tuberías hacia la estación de medición para su posterior integración a ductos existentes.

- En el proyecto mecánico se cuenta con información para el diseño de equipos considerando condiciones de operación, dimensionamiento de tuberías, diseño de equipos, selección de materiales y características específicas de equipos.
- En el proyecto del sistema contraincendio se cuenta con especificaciones de protección contra incendios con los requisitos mínimos para minimizar la probabilidad de presentarse incendios, así como para el diseño de los sistemas de control de fuego.

Estos sistemas estarán destinados a proporcionar una respuesta inmediata a incendios en sus etapas iniciales e impedir que se incremente el riesgo.

Los requisitos son aplicables tanto para las instalaciones terrestres con las costa afuera, cubriendo los aspectos técnicos mínimos para el diseño, fabricación y montaje, incluyendo la estación de medición.

En la Filosofía de Seguridad y Detección de gas y Fuego se cuenta con la información adecuada para asegurar el diseño de manera conjunta con los procedimientos operativos de las plataformas e instalaciones terrestres.

La filosofía de seguridad es proporcionar a las instalaciones marinas y terrestres con sistemas de seguridad que permitan que todos los accidentes graves con presencia de fuego sean controlados de manera que el riesgo para el personal sea tan bajo como razonablemente sea posible.

La filosofía de detección de fuego y gas será la detección rápida de gases inflamables, combustibles o llamas, el rápido aislamiento de las fuentes, el desfogue de equipos para minimizar el riesgo de materiales inflamables acumulados y proporcionar un adecuado venteo.

- Se realizó una revisión y análisis de accidentes e incidentes anteriores en instalaciones similares, que proporcionan el conocimiento real de las posibles causas, descontrol, emergencias u otras situaciones anormales y que ayudan a prevenir o mitigar la ocurrencia de los mismos.
- Para la identificación de peligros se desarrolló la metodología HAZID (Hazard Identification) y apoyando en el diseño de los procesos e identificando modificaciones fundamentales en el proceso para reducir el nivel de riesgo,
- Para la Etapa de perforación y completación de pozos se identificaron 494 posibles riesgos, de los cuales el 35% corresponden a Riesgo Alto, el 65% a Riesgo Medio y el 4% corresponden a un Riesgo Bajo.
- Para la Etapa de producción se identificaron 337 posibles riesgos, de los cuales el 8% corresponden a Riesgo Alto, el 15% a Riesgo Medio y el 6% corresponden a un Riesgo Bajo, mientras que el 71% de los peligros adicionales están por definirse en la siguiente etapa de ingeniería.
- Con base a la jerarquización de riesgos para la Etapa de perforación y completación de pozos, se evaluaron 4 escenarios de riesgo para la estimación de consecuencias por medio del software PHAST.
- Con base a la jerarquización de riesgos para la Etapa de producción se evaluaron 12 escenarios de riesgo para la estimación de consecuencias por medio del software PHAST.
- Adicionalmente considerando posibles riesgos por fenómenos naturales, se evaluaron 3 escenarios de riesgo por derrame de hidrocarburos en el mar por medio de software especializado GNOME/ADIOS2.

- Para el conjunto de eventos simulados con PHAST y GNOME/ADIOS2 en el presente estudio, aunque reflejan distancias de afectación significativa, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.
- Referente a los resultados del Estudio de Riesgo algunos escenarios, particularmente en la estación de medición y ducto de transporte de aceite de exportación, podrían afectar algunas casas habitación; sin embargo, es importante hacer notar que para el caso de un posible evento en el derecho de vía del ducto se tienen que combinar varios factores ya que dicho ducto se encuentra enterrado, por lo que la probabilidad de ocurrencia es remota.
- Con relación a los resultados del Análisis de Consecuencias las zonas de alto riesgo por radiación y/o ondas de sobrepresión de los escenarios planteados en la Planta Hokchi Paraíso, no sobrepasan los límites de propiedad de la instalación.

Con relación a la zona de amortiguamiento es posible que el incendio en alguno de los diques de contención (peor caso) en los tanques de almacenamiento de aceite de exportación (crudo estabilizado) (1.44 KW/m^2) rebasa 8 m y 20 m aproximadamente los límites de la propiedad la planta en la parte este y oeste, respectivamente; sin embargo, no se observan asentamientos humanos que puedan verse afectados.

- Con respecto a las simulaciones de dispersión de hidrocarburo en el mar, los resultados indican que los derrames que se producen cerca de la costa impactan una pequeña zona cercana al punto de arribo del ducto pero en tiempos muy cortos (1 hr.) y con volúmenes de arribo a tierra del 85% derramado.
- Para los derrames que se producen a la mitad del ducto impactan en una franja desde el este de la Barra de Tupilco hasta la Boca de Panteones con tiempos de arribo de entre 10 y 24 hrs. y con volúmenes de arribo a tierra de entre el 50% y el 70% derramado.
- Los derrames que se producen cerca de la plataforma Satélite impactan una franja desde la barra de Tupilco hasta la desembocadura del Río Tonalá con tiempos de arribo de 14 a 76 hrs y con volúmenes de arribo a tierra de entre el 43% y el 60% del volumen derramado.

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

Descripción general.

El 7 de enero de 2016 se firmó el contrato CNH-R01-L02-A2/2015 ante la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) con el objetivo de la extracción de hidrocarburos en la modalidad de Producción Compartida entre la CNH y Hokchi Energy S.A. de C.V. y E&P Hidrocarburos y Servicios.

El área contractual cubre una superficie de 39.598 km^2 en campos marinos con una vigencia de 25 años y con posibilidad de obtener dos extensiones de contrato de 5 años cada una.

El campo Hokchi se localiza costa afuera, aproximadamente 27 km al noroeste del puerto de Dos Bocas, entre las subcuencas Salina del Este y Comalcalco con una profundidad promedio de agua de 30 m.

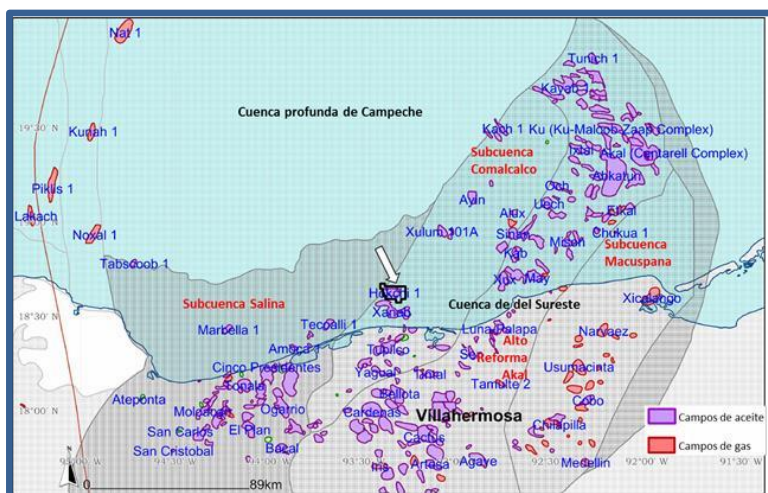


Figura IV.1 Localización de Campo Hokchi (Campos de aceite y gas)

El área contractual y el área territorial seleccionada para la opción seleccionada(Opción 3B) para la construcción de las instalaciones de separación de aceite crudo tienen ventajas importantes en el desarrollo del proyecto tomando en cuenta la etapa de perforación, mantenimiento y reparación de pozos, además del procesamiento, transporte y comercialización del crudo debido a la ubicación de la Terminal Marítima de Dos Bocas y el puerto API Dos Bocas que son considerados como ventajas competitivas por la infraestructura que ofrecen, además de su cercanía al campo Hokchi y al área territorial seleccionada para las instalaciones de separación de aceite crudo, de tal forma que el aceite tratado a condiciones comerciales será inyectado, previa medición comercial, a ducto existente de PEMEX entre la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB) y el Centro Comercializado de Crudo (CCC) Palomas y el gas se integrará previa medición y en Alta presión al gasoducto existente desde la TMDB a Planta Cactus (Pemex).

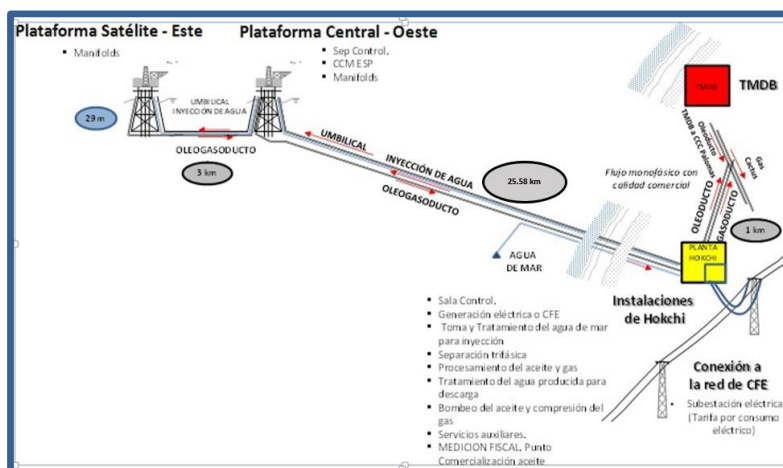


Figura IV.2 Diagrama del Proyecto Hokchi. Opción 3B

Se contará con dos Plataformas Marinas (Satélite y Central) que enviarán la producción a una instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso localizada aproximadamente a 25.58 km.

En la primera etapa de producción, la Plataforma Satélite enviará la producción a la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso, para su separación aceite/ gas/ agua y tratamiento para su envío de aceite y gas a exportación

En la segunda etapa de producción, la Plataforma Satélite y la Plataforma Central en conjunto enviarán la producción a la instalación terrestre Planta Hokchi Paraíso, para su separación aceite/ gas/ agua y tratamiento para su envío de aceite y gas a exportación.

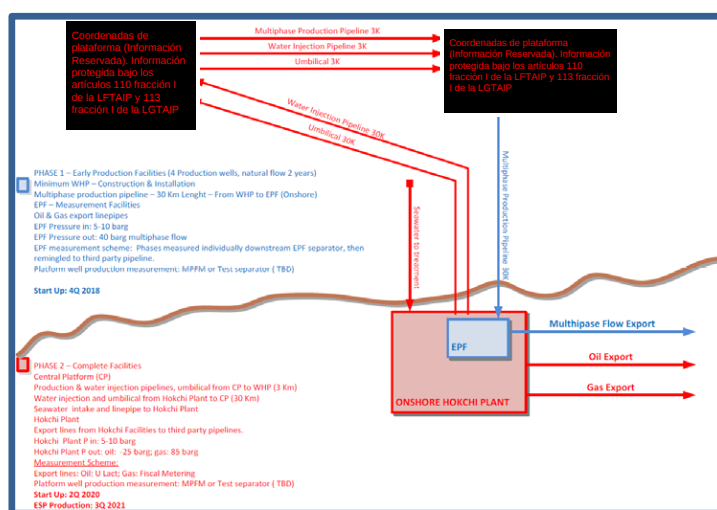


Figura IV.3 Instalaciones Marinas y Terrestre del proyecto Hokchi

Actualmente se han perforado los pozos en dos lugares definidos como “Locación Este” y “Locación Oeste” desde un equipo autoelevable (Jackup) y se ubicaron en el fondo marino dos templetes de perforación para la guía de los conductores.

En la Locación Este se dejó un templete de cuatro slots, con tres pozos perforados en abandono temporal y en la Locación Oeste se dejó instalado un templete de dos conductores con dos pozos perforados en estado de abandono temporal.

La producción recibida en tierra en la Planta Hokchi Paraíso a través de un receptor de slugs ingresarán a los separadores trifásicos de producción, contando con un sistema de medición para cuantificar cada una de las fases (agua, aceite y gas).

Las principales instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso son las siguientes:

- Planta de tratamiento de aceite.
- Planta de compresión y deshidratación de gas.
- Planta tratamiento de agua congénita.
- Planta de captación, tratamiento de agua de mar e Inyección.
- Planta de generación eléctrica.

- Infraestructura operativa (Servicios comunes, red contra incendio, depósitos, oficinas).

Plano de instalación
(Secreto Industrial)
Información protegida
bajo los artículos 113
fracción II de la LFTAIP
y 116 de la LGTAIP

Figura IV.4A Planta Hokchi Paraíso Fracción A

Plano de instalación (Secreto Industrial) Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP

Figura IV.4B Planta Hokchi Paraíso Fracción A y B

Una vez que el aceite ha sido tratado para tener especificación comercial, se enviará por ducto a un sistema de medición de volumen y calidad para posteriormente ser inyectado a un oleoducto existente y el gas será comprimido y deshidratado para ingresar a un gasoducto existente pasando previamente por el sistema de medición y cromatógrafo en línea.



Figura IV.5 Trayectoria de Ductos Terrestres a Exportación

Producción del Campo Hokchi.

Se considera una producción de aceite y gas de la siguiente manera:

Tabla IV.1 Producción a exportación de aceite y gas del Campo Hokchi

Sustancia	Producción
Aceite	35.000 BPD
Gas	13 MMSCFD
Inyección de agua	45.000 BPD
Producción bruta de líquido	45.000 BPD

Características del sitio y susceptibilidad de la zona. Riesgo geológico.

El Campo Hokchi se localiza sobre la plataforma estrecha, dominada por bajas pendientes y profundidades relativamente someras (por debajo de los 100 m de profundidad de agua), se identifican 3 rasgos que pueden significar riesgos desde bajos a moderados de la manera siguiente:

1. Cambios de pendiente.
2. Anomalías magnéticas.
3. Anomalías acústicas.

El análisis de riesgo geológico cualitativo regional para el Campo Hokchi Este y Oeste es el siguiente:

Tabla IV.2 Analisis de riesgo geológico cualitativo regional final para el Campo Hokchi Este y Oeste

Mecanismo de Inestabilidad	Probabilidad de Ocurrencia	Consecuencias	Riesgo Cualitativo
1. Sismicidad	Raro	Importante	Riesgo bajo a moderado
2. Fallas activas	Raro	Importante	Riesgo bajo a moderado
3. Tsunamis	Improbable	Intermedio	Riesgo bajo a moderado
4. Inestabilidad del fondo marino	No creíble	Importante	Riesgo muy bajo
5. Gas termogénico y biogénico	Raro	Importante	Riesgo bajo a moderado
6. Diapirismo y volcanes de lodo	No creíble	Importante	Riesgo muy bajo
7. Disociación de hidratos del gas	No creíble	Intermedio	Riesgo muy bajo
8. Sedimentos sobrepresurizados	Improbable	Importante	Riesgo moderado
9. Oleaje marino	Posible	Intermedio	Riesgo moderado
10. Socavación	Posible	Intermedio	Riesgo moderado
11. Riesgo antrópico	No creíble	Importante	Riesgo muy bajo

Aspectos ambientales del proyecto.

Se revisó la siguiente información para el desarrollo de Estudio de Riesgo:

- Temperatura de agua de mar.
- Temperatura del aire.
- Clima.
- Ciclones o tormentas tropicales.
- Precipitación.
- Humedad relativa.
- Evaporación.
- Nubosidad.
- Inundaciones.
- Vientos.
- Suelo.
- Orografía.
- Hidrografía.
- Normatividad aplicable.

Proyecto Civil.

Para las instalaciones costa afuera se cuenta con la filosofía del diseño y la metodología a seguir en la ejecución de las obras y la ingeniería estructural para la ingeniería básica y fases de ingeniería de detalle de las plataformas Hokchi. Una vez finalizada la fase de ingeniería básica, la misma base de diseño con modificaciones posteriores requeridas, será aplicada para el desarrollo de la ingeniería de detalle de este proyecto, especificando los requisitos mínimos técnicos que serán necesarios para diseñar adecuadamente la estructura de acuerdo con el alcance del proyecto.

Para las instalaciones terrestres se cuenta con las bases de diseño para la ejecución del proyecto para la construcción de todas las instalaciones terrestres del campo Hokchi, desde el inicio de los ductos en tierra hasta las tuberías hacia la estación de medición para su posterior integración a ductos existentes.

Proyecto Mecánico.

Para el diseño mecánico de las instalaciones se cuenta con la siguiente información:

- Condiciones de presión y temperatura.
- Criterios para el dimensionamiento de tuberías.
- Diseño de equipos.
- Factores de diseño de equipos.
- Caídas de presión en cambiadores de calor y enfriadores.
- Confiabilidad, disponibilidad y mantenimiento de equipos.
- Selección de materiales y control de corrosión.
- Criterios del número de equipos a instalar.
- Características de equipos.

Proyecto Sistema contraincendio.

Se cuenta con especificaciones de protección contra incendios con los requisitos mínimos para minimizar la probabilidad de presentarse incendios, así como para el diseño de los sistemas de control de fuego.

Estos sistemas estarán destinados a proporcionar una respuesta inmediata a incendios en sus etapas iniciales e impedir que se incremente el riesgo.

Los requisitos son aplicables tanto para las instalaciones terrestres con las costa afuera, cubriendo los aspectos técnicos mínimos para el diseño, fabricación y montaje, incluyendo la estación de medición.

En la Filosofía de Seguridad y Detección de gas y Fuego se cuenta con la información adecuada para asegurar el diseño de manera conjunta con los procedimientos operativos de las plataformas e instalaciones terrestres.

La filosofía de seguridad es proporcionar a las instalaciones marinas y terrestres con sistemas de seguridad que permitan que todos los accidentes graves con presencia de fuego sean controlados de manera que el riesgo para el personal sea tan bajo como razonablemente sea posible.

La filosofía de detección de fuego y gas será la detección rápida de gases inflamables, combustibles o llamas, el rápido aislamiento de las fuentes, el desfogue de equipos para minimizar el riesgo de materiales inflamables acumulados y proporcionar un adecuado venteo.

Pruebas de verificación.

Para la operación del proyecto, que incluye desde la perforación de pozos petroleros, producción, envío de productos por ductos marinos, recibo de productos en instalaciones superficiales, tratamiento y separación de productos y envío final por ductos terrestres para su exportación, se describen las siguientes pruebas de verificación para asegurar que todas las instalaciones cuentan con las condiciones apropiadas de seguridad para su operación:

- Pruebas hidrostáticas.
- Radiografiado.
- Medición de espesores.
- Protección mecánica.
- Sandblast.
- Protección anticorrosiva.
- Inspección por líquidos penetrantes.

Cuartos de control.

Se describe de manera general las especificaciones de las siguientes instalaciones marinas y terrestres:

- Cuarto de control de plataforma.
- Casetas metálicas antirruído.
- Caseta del piso de perforación.
- Cuarto de Control Planta Hokchi Paraíso.
- Estación de medición Hokchi.

Sistemas de aislamiento.

El objetivo principal de los sistemas de aislamiento y/o seguridad es la eliminación o mitigación de los posibles riesgos identificados cumpliendo diversos aspectos, tales como:

- Prevención, control y/o eliminación de posibles riesgos potenciales desde la etapa de diseño.
- Mitigación de los riesgos por la reducción de las consecuencias potenciales.
- Simplificación de controles y diseño de equipos.
- Considerar que el riesgo debe ser minimizado tan bajo como sea posible.
- Gestión de riesgos y respuesta a emergencias como prioridad.

Para dar cumplimiento a lo anterior, se describen de manera general los siguientes sistemas de aislamiento:

- Sistema de prevención y control de fuentes de ignición.
- Sistema de protección contra explosión.
- Sistema de protección pasiva contra incendio.
- Sistema de detección de gas y fuego.
- Sistema de detección de incendios.
- Sistema de detección de gases inflamables.
- Estaciones de alarmas manuales de incendio.
- Paro de emergencia.
- Protección contra incendio.
- Requisitos de seguridad en Plataformas Central y Satélite.
- Requisitos de seguridad en Instalaciones en tierra (Planta Hokchi Paraíso)

Análisis y evaluación de riesgos.

Antecedentes de accidentes e incidentes.

Se realizó una revisión y análisis de accidentes e incidentes anteriores en instalaciones similares, las cuales dan el conocimiento real de las posibles causas, descontrol, emergencias u otras

situaciones anormales y que ayudan a evitar la ocurrencia de los mismos, con el objeto de incrementar la seguridad industrial, seguridad operativa, la protección al medio ambiente y las comunidades, eliminando o disminuyendo las causas que originan los eventos extraordinarios.

Metodología de identificación y jerarquización.

Para la identificación de peligros Hokchi desarrolló la metodología HAZID (Hazard Identification) que tiene como objetivos el apoyo en la selección del mejor proceso, detecta peligros inaceptables del proceso, ayuda en el diseño de los procesos e identifica modificaciones fundamentales en el proceso que reduzcan el nivel de riesgo, por lo que es una herramienta para la identificación de peligros, utilizada principalmente en el inicio de un proyecto tan pronto como está disponible información técnica; así como de la infraestructura existente, clima e información geotécnica que son una fuente de peligros externos.

La Metodología HAZID desarrollada considera las siguientes instalaciones para que Hokchi Energy realice el procesamiento y tratamiento de hidrocarburos con las condiciones de calidad necesarias para su comercialización:

- Instalaciones marinas.
 - ✓ Plataforma satélite.
 - ✓ Plataforma central.
 - ✓ Oleogasoductos de interconexión de plataformas.
 - ✓ Oleogasoducto de interconexión de plataforma a tierra.
 - ✓ Ductos para inyección de agua.
- Instalaciones en tierra.
 - ✓ Sistema de control.
 - ✓ Sistema de generación/distribución eléctrica.
 - ✓ Sistema de captación, tratamiento e inyección de agua.
 - ✓ Sistema de proceso de aceite.
 - ✓ Sistema de proceso de gas.
 - ✓ Sistema de medición monofásica.
 - ✓ Sistema de bombeo y compresión.
 - ✓ Tanque de almacenamiento de crudo.
 - ✓ Tanque de almacenamiento de agua.
 - ✓ Oleoducto.
 - ✓ Gasoducto.

La identificación de peligros se realizó en los siguientes modos de operación:

- Operación normal.
- Obra/Construcción/Montaje.
- Puesta en marcha y Paros.
- Mantenimiento.
- Situaciones de emergencias.
- Tareas simultáneas:
 - ✓ Construcción/Montaje y Perforación.
 - ✓ Operación y perforación.
 - ✓ Operación, Construcción, Operación/Interacción con terceros.
 - ✓ Sin límites en función a la estrategia de perforación, construcción y producción.

Identificación de peligros.

Eta­pa 1.

Perforación y completacion de pozos.

Para la fase de perforación y completacion de pozos en las instalaciones de HOKCHI se definen los siguientes Sistemas que serán analizados, identificando el peligro, fuente, consecuencia, evaluación de riesgos (personas, ambiente, infraestructura e imagen) y la identificación de barreras para prevenir, mitigar y controlar el evento:

Tabla IV.3 Definición de Sistemas para la Eta­pa 1

Sistema	Descripción	Peligros identificados
1	Alistamiento (Jack Up/Equipo Modular)	53
2	Movilización, instalación y desmovilización Jack Up/Equipo Modular hacia o desde el sitio	43
3	Instalación de complementos-operaciones de perforación y perfilaje	77
4	Ensayo de pozos	75
5	Abandono definitivo de pozos	81
6	Completacion de pozos (WorkOver)/Intervenciones	96
7	Riesgos generales (Aplicables a todas las fases operativas)	54
8	Operaciones simultaneas (D & C-WC) Servicios-Producción	15
TOTAL		494

Matriz de Riesgo y Jerarquización.

Se considera una Matriz de Riesgo de 6x5 con niveles de riesgo Alto, Medio y Bajo dependiendo del nivel de severidad (impacto) y probabilidad (frecuencia).

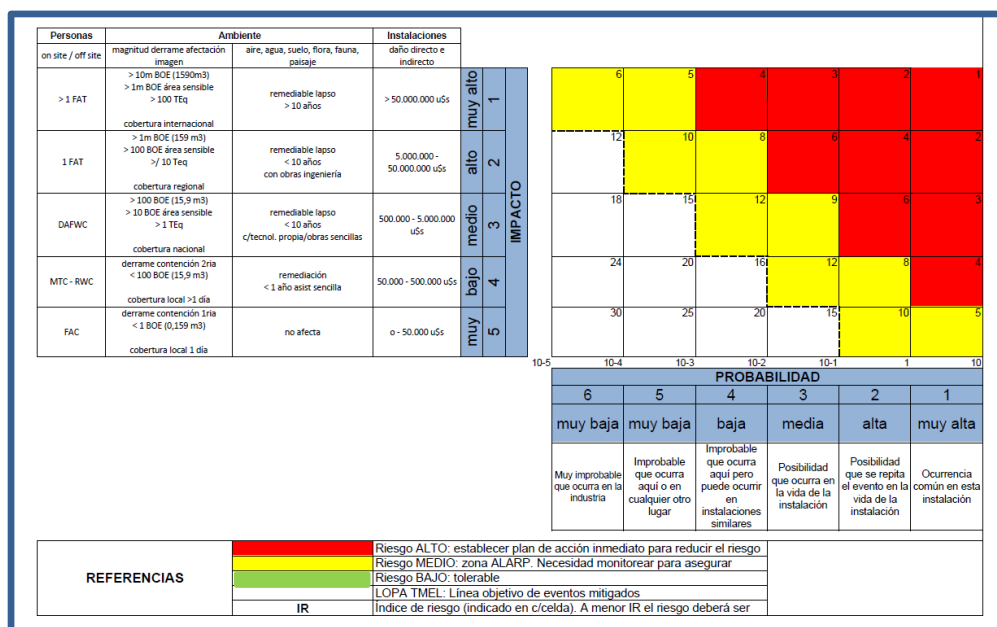


Figura IV.6 Matriz de riesgo. Etapa 1

El resultado del nivel de riesgo para cada uno de los peligros identificados es el siguiente:

Tabla IV.4 Niveles de riesgo en Sistemas de la Etapa 1

Sistema	Descripción	Nivel de Riesgo			TOTAL
		Alto	Medio	Bajo	
1	Alistamiento (Jack Up/Equipo Modular)	16	36	1	53
2	Movilización, instalación y desmovilización Jack Up/Equipo Modular hacia o desde el sitio	18	23	2	43
3	Instalación de complementos-operaciones de perforación y perfilaje	24	51	2	77
4	Ensayo de pozos	26	44	5	75
5	Abandono definitivo de pozos	32	47	2	81
6	Completacion de pozos (WorkOver)/Intervenciones	38	56	2	96
7	Riesgos generales (Aplicables a todas las fases operativas)	17	33	4	54
8	Operaciones simultaneas (D & C-WC) Facilities-Producción	2	8	5	15
TOTAL		173	298	23	494

Como resultado de la evaluación de riesgos HAZID se obtiene el resultado del número de riesgos identificados para una posterior analisis y evaluación de consecuencias.

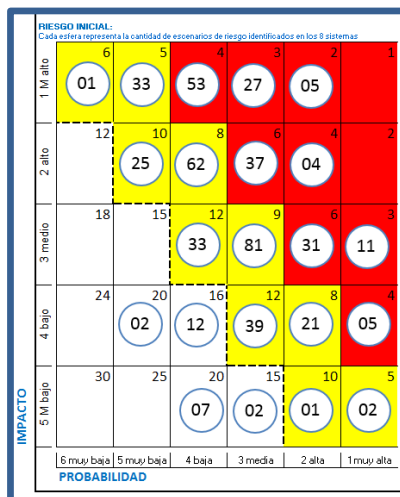


Figura IV.7 Resultado de matriz de riesgos identificados. Etapa 1

Etapa 2. Producción.

Para la fase de producción incluyendo todas las instalaciones de HOKCHI se definen los siguientes Nodos , identificando el peligro, consecuencia, salvaguardas, nivel de severidad e impacto, índice de riesgo, recomendaciones y responsable de realizar la recomendación.

Tabla IV.5 Definición de Nodos para la Etapa 2

Nodo	Descripción	Peligros identificados
1	Procesamiento en tierra e instalaciones de medición.	47
2	Plataformas.	91
3	Tuberías.	14
4	Instalaciones terrestres.	89
5	Construcción y ensamble de tuberías marinas y terrestres.	20
6	Mantenimiento.	13
7	Procedimientos de emergencia.	9
8	Operaciones simultaneas con producción.	7
9	Interacción con comunidades aledañas.	7
10	Aspectos generales en tierra y mar.	40
TOTAL		337

Matriz de Riesgo y Jerarquización.

Se considera una Matriz de Riesgo de 6x5 con niveles de riesgo Alto, Medio y Bajo dependiendo del nivel de severidad (impacto) y probabilidad (frecuencia).

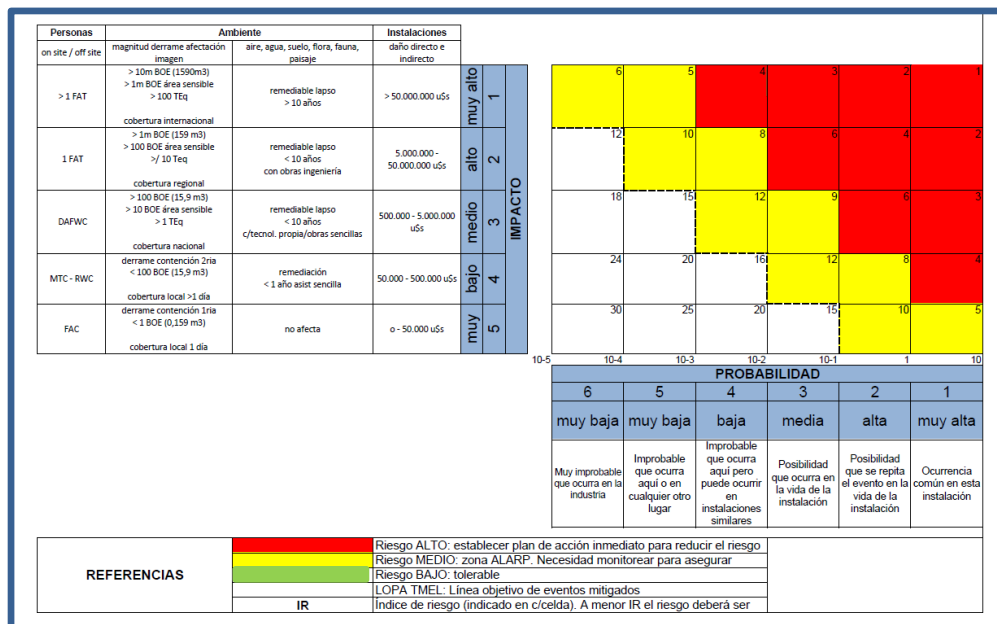


Figura IV.8 Matriz de riesgo. Etapa 2

El resultado del nivel de riesgo para cada uno de los peligros identificados es el siguiente:

Tabla IV.6 Niveles de riesgo en Nodos de la Etapa 2

Nodo	Descripción	Nivel de Riesgo				TOTAL
		Alto	Medio	Bajo	Por definir en próxima fase ingeniería	
1	Procesamiento en tierra e instalaciones de medición.	7	11	8	238	337
2	Plataformas.	10	6	8		
3	Tuberías.	3	0	0		
4	Instalaciones terrestres.	2	3	0		
5	Construcción y ensamble de tuberías marinas y terrestres.	2	15	1		
6	Mantenimiento.	1	10	0		
7	Procedimientos de emergencia.	0	0	0		
8	Operaciones simultaneas con producción.	1	4	2		
9	Interacción con comunidades aledañas.	3	0	0		
10	Aspectos generales en tierra y mar.	0	1	0		
TOTAL		29	50	20	238	

Como resultado de la evaluación de riesgos HAZID se obtiene el resultado del número de riesgos identificados para una posterior analisis y evaluación de consecuencias.

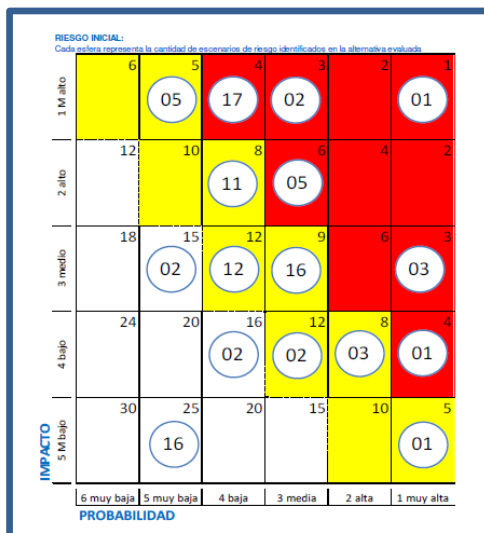


Figura IV.9 Resultado de matriz de riesgos identificados. Etapa 2

Resumen de peligros identificados.

Para las Etapas 1 y 2 en el proyecto Hokchi se identificaron los siguientes riesgos totales.

Tabla IV.7 Resumen de Riesgos Identificados. Etapas 1 y 2

Etapas	Descripción	Riesgos identificados
1	Perforación y completación de pozos	494
2	Producción	337
TOTAL		831

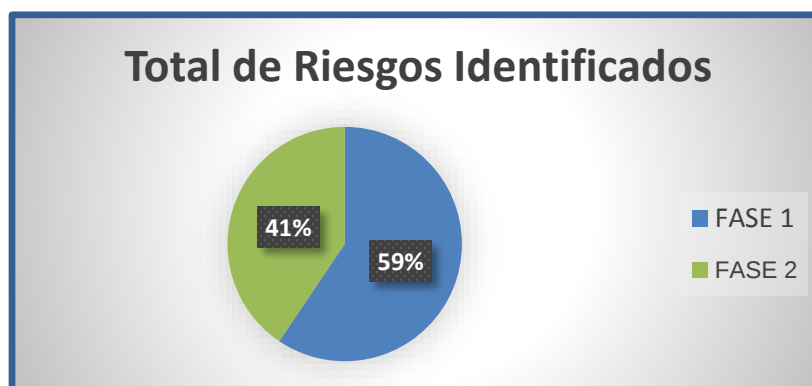


Figura IV.10 Resultados de Riesgos Identificados. Etapas 1 y 2

Radio potenciales de afectación.

Una vez identificados y jerarquizados los riesgos, las consecuencias de la pérdida de la hermeticidad con la consecuente liberación de sustancias peligrosas, se evaluaron los efectos adversos para estimar la magnitud hacia el personal, población, impactos ambientales, a la instalación, equipos, o pérdidas económicas, generados por el escalamiento del evento en el que se producen incendios, explosiones o nubes tóxicas.

Para la simulación de los escenarios de riesgos más críticos se realizaron por medio del software Phast Ver. 7.11 y para las simulaciones de los derrames petroleros se utilizó la herramienta GNOME (General NOAA Operational Modeling Environment) de la Agencia Oceanografía y Atmosférica Estadounidense y la herramienta ADIOS2 (Automated Data Inquiry for Oil Spills) también de la NOAA.

- **Software PHAST.**

La evaluación cuantitativa de riesgos o estimación de las consecuencias determina las posibles consecuencias de un accidente o grupo de accidentes durante la operación de una instalación. Un accidente en la operación de una instalación generalmente implica la emisión o liberación del material de proceso al medio ambiente y esta pérdida de contención puede generar pérdidas económicas relacionadas con daños a equipos y estructuras de proceso, daños a la salud del personal e incluso la muerte. Para determinar la magnitud de las consecuencias, se realizan las simulaciones y se cuantifica el material liberado.

La duración del accidente dependerá en gran medida de las medidas disponibles para mitigar el evento y de la capacitación del personal de operación y de seguridad para atender la emergencia, siendo algunas de las principales causas que originan un accidente las siguientes:

- a) Errores humanos.
- b) Falla de los sistemas de control.
- c) Corrosión y desgaste de las líneas y equipos de proceso.

En la estimación de consecuencias, el software PHAST puede determinar los siguientes modelos de descarga que dependiendo de las características del material liberado a la atmósfera se pueden generar efectos por toxicidad, fuego o explosión:

- ✓ Modelos de emisión.
- ✓ Modelos de dispersión.
- ✓ Modelos de fuego.
- ✓ Modelos de explosión.

Se definen los siguientes valores para las zonas de protección en la evaluación de consecuencias dependiendo del modelo empleado y de acuerdo a criterios de SEMARNAT:

Tabla IV.8 Valores de las zonas de protección

Efectos por radiación térmica		
Zona de protección	Nivel de Exposición	Definición
Zona de alto riesgo	5 kW/m ²	El umbral de dolor se alcanza después de 20 segundos de exposición, son probables las quemaduras de segundo grado.
Zona de amortiguamiento	1.4 kW/m ²	No se presentan molestias, aún durante largos periodos de exposición. Es el flujo térmico equivalente al del sol en verano y al medio día.
Efectos por sobrepresión		
Zona de alto riesgo	1 psi	Láminas de asbesto corrugado, se hacen añicos, daño en paneles de aluminio o acero corrugado y accesorios de sujeción con pandeo, daños en paneles de madera y accesorios de sujeción. Demolición parcial de las casas habitación, quedan inhabilitadas. Umbral para el 1% de ruptura de tímpanos y el 1% de heridas serias por proyectiles.
Zona de amortiguamiento	0.5 psi	Ventanas grandes y pequeñas normalmente se hacen añicos; daño ocasional a los marcos de las ventanas. Limitado a daños menores a estructuras.
Efectos por toxicidad		
Zona de alto riesgo	IDLH (Immediately Dangerous to Life and Health),	Concentración abajo de la cual un individuo puede escapar, dentro de 30 minutos, sin experimentar dificultades para el escape o efectos irreversibles a su salud.
Zona de amortiguamiento	TLV ₈ -TWA (Time Weighted Average)	Concentración media a la cual la mayoría de trabajadores expuestos durante su vida laboral no sufren efectos adversos.

Parámetros en la estimación de consecuencias.

Se definieron los siguientes parámetros en cada simulación dependiendo de la etapa del proyecto e instalación:

- ✓ Velocidad de viento.
- ✓ Estabilidad atmosférica.
- ✓ Humedad relativa.
- ✓ Temperatura ambiente.
- ✓ Composición de la sustancia.
- ✓ Tiempo de fuga.

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Los resultados de los radios de afectación para los eventos seleccionados son los siguientes:

Tabla IV.9 Tabla de resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)			Flash Fire (m)		Toxicidad (m)	
	1.4 KW/m ²	5 KW/m ²	12.5 KW/m ²	1.4 KW/m ²	5 KW/m ²	12.5 KW/m ²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi	0.5 LFL	LFL	TLV	IDLH
Etapas de perforación y completación de pozos (Etapas 1)													
ESC-HK-01.0. Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma satélite (peor caso).	354.18	164.87	61.50	---	---	---	244.79	136.90	64.39	179.29	25.15	NP	NP
ESC-HK-02.0. Fuga de crudo por orificio de 0.7 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma satélite (caso más probable).	78.54	31.0	NA	---	---	---	---	---	---	8.99	3.50	NP	NP
ESC-HK-03.0. Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma central (peor caso).	354.18	164.87	61.50	---	---	---	244.79	136.90	64.39	179.29	25.15	NP	NP
ESC-HK-04.0. Fuga de crudo por orificio de 0.7 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma central (caso más probable).	78.54	31.0	NA	---	---	---	---	---	---	8.99	3.50	NP	NP

Escenario	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)			Flash Fire (m)		Toxicidad (m)	
	1.4 KW/m ²	5 KW/m ²	12.5 KW/m ²	1.4 KW/m ²	5 KW/m ²	12.5 KW/m ²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi	0.5 LFL	LFL	TLV	IDLH
Etapas de producción. (Etapas 2)													
ESC-HK-05.0. Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de la plataforma central debido a sobrepresión (caso más probable).	82.24	43.54	28.41	*	*	*	80.74	51.91	32.54	161.82	121.75	NP	NP
ESC-HK-06.0. Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma central por rotura debido a sobrepresión (peor caso).	128.12	67.83	44.27	*	*	*	73.55	48.05	30.87	254.62	196.14	23.92	NP
ESC-HK-07.0. Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de la plataforma satélite debida a sobrepresión (caso más probable).	82.24	43.54	28.41	*	*	*	47.07	30.50	19.36	161.82	121.75	NP	NP
ESC-HK-08.0. Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma satélite por rotura debido a sobrepresión (peor caso).	128.12	67.83	44.27	*	*	*	45.29	29.53	18.94	254.63	196.19	23.92	NP
ESC-HK-09.0. Fuga de gas en bridas por un diámetro equivalente en la línea de salida de 6 plg del compresor por sobrepresión debido a bloqueo por terceras partes.	30.21	22.56	18.65	---	---	---	37.88	29.66	24.14	22.90	11.0	---	---
ESC-HK-10.0. Fuga en sellos de la bomba de aceite de exportación por un diámetro equivalente en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso.	1.61	0.21	NA	64.31	43.08	29.91	13.48	11.88	10.81	14.01	13.56	---	---

Escenario	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)			Flash Fire (m)		Toxicidad (m)	
	1.4 KW/m ²	5 KW/m ²	12.5 KW/m ²	1.4 KW/m ²	5 KW/m ²	12.5 KW/m ²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi	0.5 LFL	LFL	TLV	IDLH
Etapas de producción. (Etapas 2)													
ESC-HK-11.0. Fuga de aceite de exportación en el tanque de almacenamiento de 45,000 bls por falla mecánica o apertura de la válvula de drenado del tanque por error humano.	---	---	---	135.42	72.84	40.24	---	---	---	---	---	---	---
ESC-HK-12.0 Fuga de diesel en bridas de la línea de entrega del tanque de almacenamiento de 250 m ³ (1,572 bls) en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso.	---	---	---	54.51	30.64	15.42	---	---	---	---	---	---	---
ESC-HK-13.0. Pérdida de contención de aceite de exportación en el ducto de 14 plg por afectación de terceras partes en el tramo Planta Hokchi Paraíso - estación de medición.	20.43	12.16	8.16	198.94	136.15	103.45	13.37	11.82	10.78	63.86	57.0	—	—
ESC-HK-14.0. Pérdida de contención de gas de exportación en el ducto de 6 plg por afectación de terceras partes en el tramo Planta Hokchi Paraíso - estación de medición.	43.44	25.78	NA	---	---	---	39.92	26.17	16.93	17.12	10.75	---	---
ESC-HK-15.0. Fuga de gas de exportación en la estación de medición por impacto externo o afectación por terceras partes.	31.92	23.83	19.99	---	---	---	39.13	30.34	24.43	28.43	11.92	---	---
ESC-HK-16.0. Fuga de aceite de exportación en la estación de medición por impacto externo o afectación por terceras partes.	9.04	5.89	4.65	174.91	118.92	89.25	13.37	11.82	10.78	52.60	50.90	---	---

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso. *.- Las afectaciones por posibles formaciones de charco para estos escenarios se consideran dentro de los eventos de derrame reportados en este estudio.

Efecto Dominó.

La presencia de eventos secundarios tales como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego como consecuencia de un primer evento de fuego o explosión, dan como resultado un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de afectación.

Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundir conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es con una radiación térmica de 12.5 kW/m²; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó y en el caso de eventos de explosión se considera un nivel de sobrepresión de 3 psi donde se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño.

Con base en los resultados de la Tabla IV.9, se muestran los posibles casos de efecto dominó para las instalaciones que integran el proyecto.

Tabla IV.10 Posible efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
Plataforma satélite					
ESC-HK-01.0. Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma satélite (peor caso).	61.50m	64.39m	Operaciones en Plataforma autoelevable	Plataforma Satélite	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo
ESC-HK-07.0. Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de la plataforma satélite debida a sobrepresión (caso más probable).	28.41m	19.36m	Bajante pozo productor	Plataforma Satélite	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo
ESC-HK-08.0. Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma satélite por rotura debido a sobrepresión (peor caso).	44.27m	18.94m	Bajante pozo productor	Plataforma Satélite	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
Plataforma central					
ESC-HK-03.0. Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma central (peor caso).	61.50m	64.39m	Operaciones en Plataforma autoelevable	Plataforma Central	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo
ESC-HK-05.0. Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de la plataforma central debida a sobrepresión (caso más probable).	28.41m	32.54	Bajante pozo productor	Plataforma Central	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo
ESC-HK-06.0. Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma central por rotura debido a sobrepresión (peor caso).	44.27m	30.87m	Bajante pozo productor	Plataforma Central	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo
Planta Hokchi Paraíso					
ESC-HK-09.0. Fuga de gas en bridas por un diámetro equivalente en la línea de salida de 6 plg del compresor por sobrepresión debido a bloqueo por terceras partes.	18.65	24.14m	Compresión de exportación	Algunos equipos (K-2332, V-2332, E-2332) de la segunda etapa del Tren 3 del Sistema de compresión de gas de VRU (sistema 23)	Ante la confirmación de una fuga de gas, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo
ESC-HK-12.0 Fuga de diesel en bridas de la línea de entrega del tanque de almacenamiento de 250 m ³ (1,572 bls) en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso.	15.42	---	Tanque de almacenamien- to de diesel (T-9601)	Filtros de diesel FB-9601 A/B y FB-9602 A/B del sistema 96	Debe asegurarse que el sistema de gas y fuego así como la red contra incendio tenga cobertura para el Sistema 96.- Diesel.

- **Software GNOME.**

Con el objeto de predecir la evolución en el espacio y tiempo de dispersión por derrames, el IMP ha implementado un modelo regional tridimensional con refinamiento en la zona costera, con los detalles de los cuerpos de agua como estuarios, lagunas costeras y descargas de ríos,

Dicho modelo ha sido validado con datos de campo en 2011 para Dos Bocas y en 2017 en la zona somera del Golfo de México, la información proporcionada por el modelo hidrodinámico es la entrada de las herramienta GNOME (General NOAA Operational Modeling Environment) de la Agencia Oceanografía y Atmosférica Estadounidense que predice las trayectorias de los hidrocarburos derramados utilizando los campos de corrientes marinas del modelo regional y la herramienta ADIOS2 (Automated Data Inquiry for Oil Spills) también de la NOAA para predecir los cambios físicos y químicos de los hidrocarburos en el medio marino.

El modelo regional del IMP utiliza los resultados de corrientes en 3 dimensiones del modelo de mesoescala Hycom (Halliwell et al, 1998); los valores de velocidad y dirección de corriente son introducidos en las fronteras norte y oeste del modelo regional con lo cual los resultados del modelo regional consideran la circulación global del Golfo de México.

Para predecir las consecuencias de un derrame se siguen los siguientes pasos.

- ✓ Análisis de la información oceanográfica y atmosférica de la zona provenientes del modelo regional
- ✓ Selección de dos escenarios oceanográficos y atmosféricos: reinante (el más probable) y dominante (el más intenso).
- ✓ Simulación de derrames: trayectorias y cambios físico-químicos
- ✓ Propuestas de medidas de mitigación en base a los resultados de las simulaciones.

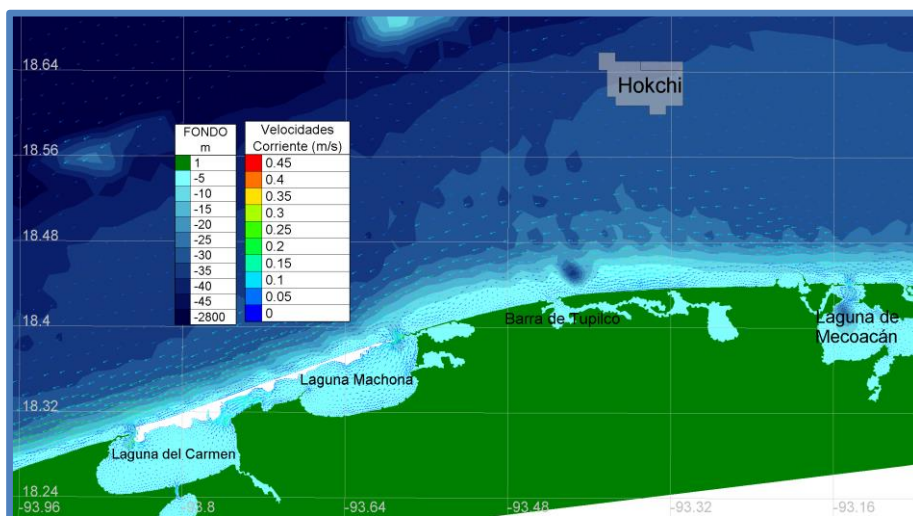


Figura IV.11. Velocidades de corrientes en la zona de influencia cercana al campo Hokchi

Parámetros en la estimación de dispersión de producto por derrames de hidrocarburo en ducto marino.

Se definieron los siguientes parámetros en cada simulación de derrame:

- ✓ Localización del derrame.
- ✓ Escenarios climáticos.
- ✓ Volumen de hidrocarburo derramado.
- ✓ Tiempo del derrame.
- ✓ Composición de la sustancia.
- ✓ Velocidad y dirección de corrientes.
- ✓ Velocidad de vientos.
- ✓ Aportaciones de agua dulce.
- ✓ Geomorfología costera.
- ✓ Información oceanográfica y atmosférica de la zona.
- ✓ Escenarios de simulación.

Escenarios de dispersión por derrame de hidrocarburo.

Los escenarios por dispersión por derrame propuestos son los siguientes:

Tabla IV.11 Escenarios evaluados por derrame de hidrocarburo en el mar.

Identificación	Escenario	Sustento	
		Nodo	Peligro
ESC-HK-17.0	Pérdida de contención de crudo en el ducto de producción de 14 plg en inmediaciones de la plataforma satélite por rotura de línea debido a impacto externo o fenómenos naturales (peor caso).	3 (Tuberías) y riesgos naturales	Pérdida de contención
ESC-HK-18.0	Pérdida de contención de crudo a la mitad de la trayectoria del ducto de producción de 14 plg por riesgos naturales.	3 (Tuberías) y riesgos naturales	Pérdida de contención
ESC-HK-19.0	Pérdida de contención de crudo en el ducto de producción de 14 plg a la llegada de las instalaciones terrestres por rotura de línea debido a riesgos naturales (peor caso).	3 (Tuberías) y riesgos naturales	Pérdida de contención

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Los resultados de afectación por el derrame de hidrocarburos en el mar son los siguientes:

Tabla IV.12 Tabla de resultados de dispersión de producto por derrames de hidrocarburo en ducto marino

Simulación	Escenario	Época	Condiciones meteorológicas	Punto de derrame	Longitud mancha en costa (m)	Tiempo de arribo (hrs)
1	ESC-HK-17.0	Secas	Reinante	Plataforma satélite	2600	39
2	ESC-HK-17.0	Secas	Dominante	Plataforma satélite	4437	21
3	ESC-HK-18.0	Secas	Reinante	Mitad del trazo del ducto	3839	17
4	ESC-HK-18.0	Secas	Dominante	Mitad del trazo del ducto	2163	10
5	ESC-HK-19.0	Secas	Reinante	Costa	82	1
6	ESC-HK-19.0	Secas	Dominante	Costa	55	1
7	ESC-HK-17.0	Lluvias	Reinante	Plataforma satélite	11556	76
8	ESC-HK-17.0	Lluvias	Dominante	Plataforma satélite	1823	20
9	ESC-HK-18.0	Lluvias	Reinante	Mitad del trazo del ducto	9430	23
10	ESC-HK-18.0	Lluvias	Dominante	Mitad del trazo del ducto	1694	10
11	ESC-HK-19.0	Lluvias	Reinante	Costa	52	1
12	ESC-HK-19.0	Lluvias	Dominante	Costa	46	1
13	ESC-HK-17.0	Nortes	Reinante	Plataforma satélite	4388	37
14	ESC-HK-17.0	Nortes	Dominante	Plataforma satélite	3817	14
15	ESC-HK-18.0	Nortes	Reinante	Mitad del trazo del ducto	11121	17
16	ESC-HK-18.0	Nortes	Dominante	Mitad del trazo del ducto	3741	10
17	ESC-HK-19.0	Nortes	Reinante	Costa	144	1
18	ESC-HK-19.0	Nortes	Dominante	Costa	69	1

Referente a las simulaciones de dispersión de hidrocarburo en el mar, los resultados indican que los derrames que se producen cerca de la costa impactan una pequeña zona cercana al punto de arribo del ducto pero en tiempos muy cortos (1 hr.) y con volúmenes de arribo a tierra del 85% derramado, mientras que los derrames que se producen a la mitad del ducto impactan en una franja desde el este de la Barra de Tupilco hasta la Boca de Panteones con tiempos de arribo de entre 10 y 24 hrs. y con volúmenes de arribo a tierra de entre el 50% y el 70% derramado.

Los derrames que se producen cerca de la plataforma satélite impactan una franja desde la barra de Tupilco hasta la desembocadura del Río Tonalá con tiempos de arribo de 14 a 76 hrs y con volúmenes de arribo a tierra de entre el 43% y el 60% del volumen derramado.

IV.3 PRESENTAR EL INFORME TÉCNICO DEBIDAMENTE LLENADO.

A continuación se presentan las tablas del informe técnico con resultados de la estimación de consecuencias empleando el software PHAST.

Tabla IV.13 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Crudo	8002-05-9	0.8 aprox.	ESC*	ESC*	ESC*	ESC*	ESC*	- Tubería de perforación. - Bajante de pozo.
Gas	74-82-8	0.1185	36.07	0.003	152.4	91.07	ND	Línea de salida del compresor
Aceite de exportación	8002-05-9	0.78958	65.29	ESC*	ESC*	31.62	ND	- Sellos en bomba. - Ducto de transporte. - Tanque de almacenamiento. - Estación de medición.
Diésel	68334-30-5	0.85	NA	NA	NA	Atm	NA	Tanque de almacenamiento
Gas de exportación	74-82-8	0.1185	36.07	ESC*	ESC*	91.07	ND	- Ducto de transporte. - Estación de medición.

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.

Tabla IV.14 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
1979	México	Pozo marino Ixtoc I	Crudo	Explosión	Pérdida de la barrera y circulación del lodo de perforación	Derrame de 300,000 toneladas de crudo aproximadamente	Taponamiento del pozo
1993	Reston Virginia, EE. UU.	Cia. Colonial Pipeline	Combustible	Derrame de combustible	ND	Derrame de combustible en el cuerpo de agua Sugarland Run, y contaminación del aire.	ND
1996	Murfreesboro, Tennessee EE. UU.	Cia. Colonial	Diésel	Derrame de diésel	ND	Derrame de 84,700 gal de diésel	ND
2000	Knoxville, Tennessee EE. UU.	Cia. Colonial	Diésel	Derrame de diésel	Ruptura de línea	Derrame de 53,550 gal de diésel al río Tennessee	ND
2010	EE. UU.	Plataforma Deepwater Horizon	Crudo/Gas natural	Explosión / Incendio	Inyección de cemento	Derrame de 5 millones de barriles	Sellado del pozo

Tabla IV.15 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales								
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético				Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Unidad o equipo		
1	ESC-HK-01.0	Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma satélite (peor caso).	√		√	Pozo	HAZID	Aire, Agua
2	ESC-HK-02.0	Fuga de crudo por orificio de 0.7 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma satélite (caso más probable).	√		√	Pozo	HAZID	Aire, Agua
3	ESC-HK-03.0	Pérdida de contención de crudo por orificio de 3.5 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma central (peor caso).	√		√	Pozo	HAZID	Aire, Agua
4	ESC-HK-04.0	Fuga de crudo por orificio de 0.7 plg en la línea de perforación debido a sobrepresión durante la etapa de perforación de pozo en la plataforma central (caso más probable).	√		√	Pozo	HAZID	Aire, Agua
5	ESC-HK-05.0	Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de la plataforma central debido a sobrepresión (caso más probable)	√	√	√	Pozo	HAZID	Aire, Agua
6	ESC-HK-06.0	Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma central por rotura debido a sobrepresión (peor caso)	√	√	√	Pozo	HAZID	Aire, Agua
7	ESC-HK-07.0	Fuga de crudo por orificio de 0.75 plg en bajante de pozo productor de la plataforma satélite debida a sobrepresión (caso más probable)	√	√	√	Pozo	HAZID	Aire, Agua

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales								
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético				Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Unidad o equipo		
8	ESC-HK-08.0	Pérdida de contención de crudo en bajante de pozo productor de la plataforma satélite por rotura debido a sobrepresión (peor caso)	√	√	√	Pozo	HAZID	Aire, Agua
9	ESC-HK-09.0	Fuga de gas en bridas por un diámetro equivalente en la línea de salida de 6 plg del compresor por sobrepresión debido a bloqueo por terceras partes.	√		√	Compresor	HAZID	Aire
10	ESC-HK-10.0	Fuga en sellos de la bomba de aceite de exportación por un diámetro equivalente en las instalaciones de Planta Hokchi Paraíso.	√		√	Bomba de aceite de exportación	HAZID	Aire
11	ESC-HK-11.0	Fuga de aceite de exportación en el tanque de almacenamiento de 45,000 bls por falla mecánica o apertura de la válvula de drenado del tanque por error humano.		√	√	Tanque de almacenamiento de aceite de exportación (crudo estabilizado)	HAZID	Aire
12	ESC-HK-12.0	Fuga de diésel en bridas de la línea de entrega del tanque de almacenamiento de 250 m ³ (1,572 bls) en las instalaciones de la Planta Hokchi Paraíso		√	√	Tanque de almacenamiento de diésel	HAZID	Aire
13	ESC-HK-13.0	Pérdida de contención de aceite de exportación en el ducto de 14 plg por afectación de terceras partes en el tramo Planta Hokchi Paraíso-estación de medición.	√		√	Ducto de transporte de aceite de exportación (crudo estabilizado)	HAZID	Aire, suelo
14	ESC-HK-14.0	Pérdida de contención de gas de exportación en el ducto de 6 plg por afectación de terceras partes en el tramo Planta Hokchi Paraíso-estación de medición.	√		√	Ducto de transporte de gas de exportación	HAZID	Aire
15	ESC-HK-15.0	Fuga de gas de exportación en la estación de medición por impacto externo o afectación por terceras partes.	√		√	Estación de medición (Gas de exportación)	HAZID	Aire

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales								
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético				Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Unidad o equipo		
16	ESC-HK-16.0	Fuga de aceite de exportación en la estación de medición por impacto externo o afectación por terceras partes.	√		√	Estación de medición (Aceite de exportación)	HAZID	Aire, suelo

Tabla IV.16 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	ESC-HK-01.0		√	221,936	kg	Líquido			√			PHAST	164.87	136.90
2	ESC-HK-02.0		√	8,878	kg	Líquido			√			PHAST	31.0	---
3	ESC-HK-03.0		√	221,936	kg	Líquido			√			PHAST	164.87	136.90
4	ESC-HK-04.0		√	8,878	kg	Líquido			√			PHAST	31.0	---
5	ESC-HK-05.0		√	7,330	kg	Líquido			√			PHAST	43.54	51.91
6	ESC-HK-06.0		√	18,749	kg	Líquido			√			PHAST	67.83	48.05
7	ESC-HK-07.0		√	7,330	kg	Líquido			√			PHAST	43.54	30.50
8	ESC-HK-08.0		√	18,748	kg	Líquido			√			PHAST	67.83	29.53
9	ESC-HK-09.0		√	1,207	kg	Gas					√	PHAST	22.56	29.66
10	ESC-HK-10.0		√	858.5	kg	Líquido					√	PHAST	43.08	11.88
11	ESC-HK-11.0		√	4'913,482	kg	Líquido				√		PHAST	72.84	---
12	ESC-HK-12.0		√	170,000	kg	Líquido					√	PHAST	30.64	---
13	ESC-HK-13.0		√	38,310	kg	Líquido				√		PHAST	136.15	11.82
14	ESC-HK-14.0		√	1,320	kg	Gas				√		PHAST	25.78	26.17
15	ESC-HK-15.0		√	1,320	kg	Gas				√		PHAST	23.83	30.34

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepre-sión
													Distancia (m)	Distancia (m)
16	ESC-HK-16.0		√	14,179	kg	Líquido				√		PHAST	118.92	11.82

Tabla IV.17 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH	TLV ₈	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	ESC-HK-01.0	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	ESC-HK-02.0	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
3	ESC-HK-03.0	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
4	ESC-HK-04.0	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
5	ESC-HK-05.0	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
6	ESC-HK-06.0	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
7	ESC-HK-07.0	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
8	ESC-HK-08.0	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
9	ESC-HK-09.0	NA	NA	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
10	ESC-HK-10.0	NA	NA	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
11	ESC-HK-11.0	NA	NA	1.5	F	NA	NA	√	√	---
12	ESC-HK-12.0	NA	NA	1.5	F	NA	NA	√	√	---
13	ESC-HK-13.0	NA	NA	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
14	ESC-HK-14.0	NA	NA	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
15	ESC-HK-15.0	NA	NA	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
16	ESC-HK-16.0	NA	NA	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.

CONTENIDO

Descripción	Página
V IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL	2
V.1 FORMATOS DE PRESENTACIÓN.	2
V.1.1 Planos de localización.	2
V.1.2 Fotografías.	7
V.1.3 Videos.	20
V.2 OTROS ANEXOS.	20

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.

Para las instalaciones del proyecto se consideran las siguientes coordenadas de localización para cada instalación.

Tabla V.1 Coordenadas del Área Contractual Hokchi

Polígono	Vértice	Coordenadas UTM	
		X	Y
Hokchi A	1	460,451.21	2,063,064.89
	2	460,449.28	2,062,142.84
	3	463,086.02	2,062,137.51
	4	463,084.22	2,061,215.46
	5	467,478.99	2,061,207.39
	6	467,472.65	2,057,519.24
	7	465,714.40	2,057,522.34
	8	465,712.73	2,056,600.30
	9	463,954.40	2,056,603.56
	10	463,956.15	2,057,525.60
	11	460,439.64	2,057,532.62
	12	460,441.57	2,058,454.66
	13	459,562.48	2,058,456.52
	14	459,568.39	2,061,222.66
	15	458,689.43	2,061,224.56
	16	458,693.46	2,063,068.65

Tabla V.2 Coordenadas del Área Contractual Hokchi

Polígono	Vértice	Coordenadas UTM	
		X	Y
Hokchi B	1	463,084.22	2,061,215.46
	2	463,086.02	2,062,137.51
	3	467,480.58	2,062,129.43
	4	467,478.99	2,061,207.39

Tabla V.3. Coordenadas de plataformas marinas

Plataforma	Coordenadas UTM	
	X	Y
Satélite	Coordenadas de plataformas (Información Reservada) Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAI y 113 fracción I de la LGTAIP	
Central		

Tabla V.4 Coordenadas del corredor para ducto marino

Puntos	Coordenadas UTM	
	X	Y
Corrida 1		
Landing Point (LD)	473,318.20	2,038,778.00
C1-1	473,240.70	2,038,909.70
C1-2	472,987.10	2,039,340.70
C1-3	472,733.60	2,039,771.80
C1-4	472,480.10	2,040,202.80
C1-5	472,226.50	2,040,633.90
C1-6	471,973.00	2,041,064.90
C1-7	471,719.40	2,041,496.00
C1-8	471,465.90	2,041,927.00
C1-9	471,212.40	2,042,358.10
C1-10	470,958.80	2,042,789.10
C1-11	470,705.30	2,043,220.20
C1-12	470,451.80	2,043,651.20
C1-13	470,198.20	2,044,082.30
C1-14	469,944.70	2,044,513.30
C1-15	469,691.20	2,044,944.40
C1-16	469,437.60	2,045,375.40
C1-17	469,184.10	2,045,806.50
C1-18	468,930.60	2,046,237.50
C1-19	468,677.00	2,046,668.60
Quiebre 2	468,423.50	2,047,099.60
C1-20	468,302.20	2,047,584.70
C1-21	468,180.80	2,048,069.70
C1-22	468,059.50	2,048,554.80
C1-23	467,938.20	2,049,039.90
C1-24	467,816.90	2,049,524.90
C1-25	467,695.60	2,050,010.00
C1-26	467,574.20	2,050,495.00
C1-27	467,452.90	2,050,980.10
C1-28	467,331.60	2,051,465.20
C1-29	467,210.30	2,051,950.20
C1-30	467,088.90	2,052,435.30
C1-31	466,967.60	2,052,920.30
C1-32	466,846.30	2,053,405.40
C1-33	466,725.00	2,053,890.40
C1-34	466,603.70	2,054,375.50
C1-35	466,482.30	2,054,860.60

Puntos	Coordenadas UTM	
	X	Y
Corrida 1		
C1-36	466,361.00	2,055,345.60
C1-37	466,240.30	2,055,830.80
Quiebre 1	466,126.60	2,056,283.00
C1-38	465,961.90	2,056,965.70
C1-39	465,844.70	2,057,451.80
C1-40	465,727.50	2,057,937.90
C1-41	465,610.30	2,058,423.90
C1-42	465,493.00	2,058,910.00
Hokchi 4	465,375.80	2,059,396.10
C1-43	464,849.50	2,059,500.10
C1-44	464,359.00	2,059,597.10
C1-45	463,868.50	2,059,694.10
C1-46	463,378.00	2,059,791.00
C1-47	462,887.50	2,059,888.00
Hokchi 2	462,398.20	2,059,982.60

Puntos	Coordenadas UTM	
	X	Y
Corrida 2		
Hokchi 2	462,398.20	2,059,982.60
C2-1	462,751.90	2,059,632.80
C2-2	463,106.70	2,059,280.50
C2-3	463,461.60	2,058,928.30
C2-4	463,816.40	2,058,576.00
C2-5	464,171.00	2,058,223.50
C2-6	464,525.90	2,057,871.30
C2-7	464,880.80	2,057,519.10
C2-8	465,235.90	2,057,167.10
C2-9	465,590.70	2,056,814.70
C2-10	465,945.60	2,056,462.60
Quiebre 1	466,126.60	2,056,283.00

Tabla V.5 Coordenadas de puntos del arribo costero de ductos marinos

Ducto	Coordenadas UTM	
	X	Y
Oleogasoducto	473,318.20	2,038,778.00
Agua de inyección	473,318.20	2,038,778.00
Umbilical	473,318.20	2,038,778.00
Agua de mar	473,318.20	2,038,778.00
Agua residual	473,318.20	2,038,778.00

Tabla V.6. Coordenadas de Toma de Agua de mar y agua residual

Punto	Coordenadas UTM	
	X	Y
1	473,000.00	2,039,557.00
2	473,000.00	2,039,557.00

Tabla V.7 Coordenadas de la Fracción A y B del polígono de la Planta Hokchi Paraiso

Fracción A		
Punto Georreferenciado	Coordenadas UTM	
	(X)	(Y)
1-2	473,291.0000	2,037,120.0000
2-3	473,222.9778	2,037,118.0585
3-4	473,230.2042	2,038,746.1595
4-5	473,470.1531	2,038,743.1146
5-6	473,460.8368	2,037,580.1214
6-7	473,483.0000	2,037,584.0000
7-8	473,478.0000	2,037,456.0000
8-9	473,624.0000	2,037,536.0000
9-10	473,617.0000	2,037,289.0000
10-11	473,472.0000	2,037,292.0000
11-12	473,474.3766	2,037,350.6236
12-13	473,437.8098	2,037,350.6426
13-14	473,443.7607	2,037,577.1331
14-15	473,363.0000	2,037,563.0000
15-16	473,364.0000	2,037,532.0000
16-1	473,293.0000	2,037,535.0000

Fracción B		
Punto Georreferenciado	Coordenadas UTM	
	(X)	(Y)
17-18	473,633.0000	2,037,414.0000
18-19	473,638.0000	2,037,667.0000
19-20	473,978.0000	2,037,693.0000
20-17	473,983.0000	2,037,432.0000

Tabla V.8 Coordenadas de la Estación de medición

Punto	Coordenadas UTM	
	X	Y
EM1	Coordenadas de instalación (Información Reservada) Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP	
EM2		
EM3		
EM4		

Tabla V.9 Coordenadas de los Ductos desde la Planta Hokchi Paraiso hasta la estación de medición

Punto	Coordenadas UTM	
	X	Y
PP1	473,798	2,037,693
PP2	474,048	2,037,693
PP3	474,298	2,037,662
PP4	474,548	2,037,663
D3	474,696.05	2,037,169.25
D4	474,901.49	2,037,009.17
D5	474,887.52	2,036,651.13
D6	475,080.47	2,036,585.11
D7	475,625.61	2,036,914.53
D8	476,761.40	2,037,245.62
D9	477,135.01	2,036,443.76
D10	477,135.40	2,036,096.07

V.1.2 Fotografías.



Foto 1. Preparación de buque oceanográfico Justo Sierra hacia el Campo Hokchi



Foto 2. Polígono del Campo Hokchi



Foto 3. Vegetacion dentro del predio Fracción A Planta Hokchi Paraiso



Foto 4. Vegetacion dentro del predio Fracción A de la Planta Hokchi Paraiso



Foto 5. Casa abandonada dentro del predio Fracción A de la Planta Hokchi Paraiso



Foto 6. Camino de acceso hacia el norte del predio Fracción A de la Planta Hokchi Paraiso



Foto 7. Límites del predio Fracción A de la Planta Hokchi Paraiso hacia el norte



Foto 8. Parte norte del predio Fracción A de la Planta Hokchi Paraiso en la línea de costa



Foto 9. Panorámica del lado norte del predio Fracción A de la Planta Hokchi Paraiso



Foto 10. Panorámica de cultivos de coco y frente de la playa en los límites del predio Fracción A de la Planta Hokchi Paraiso



Foto 11. Camino de acceso en el sur antes del predio Fracción A de la Planta Hokchi Paraiso



Foto 12. Lado sur del predio Fracción A de la Planta Hokchi Paraiso



Foto 13. Casas habitación al suroeste del predio Fracción A de la Planta Hokchi Paraiso



Foto 14. Panorámica de cultivos de coco y pastizal hacia el este del predio Fracción A de la Planta Hokchi Paraiso



Foto 15. Parte noreste del predio Fracción A de la Planta Hokchi Paraiso y terrenos colindantes con cultivo de coco



Foto 16. Lado oeste del predio Fracción A de la Planta Hokchi Paraiso



Foto 17. Terreno colindante al oeste del predio Fracción A de la Planta Hokchi Paraiso



Foto 18. Terrenos colindantes del lado noreste del predio Fracción A de la Planta Hokchi Paraiso



Foto 19. Vista del predio Fracción B de la Planta Hokchi Paraiso



Foto 20. Vista del predio Fracción B de la Planta Hokchi Paraiso



Foto 21. Panorámica del predio Fracción B de la Planta Hokchi Paraiso



Foto 22. Vegetación típica del predio Fracción B de la Planta Hokchi Paraiso



Foto 23. Predio donde se localizará la Estación de medición



Foto 24. Lado noreste del predio donde se localizará la estación de medición

V.1.3 Videos.

No se realizaron videos.

V.2 OTROS ANEXOS.

Anexo 1.

Proyecto civil.

- 076951C-100-JSD-3600-001-B: Structural Design Basis-Offshore Facilities.
- 076951C-200-JSD-1400-001-B: Onshore Facilities Civil-Structural Design Basis.

Anexo 2.

Proyecto mecánico.

- 076951C-000-JSD-0007-001. Hokchi Early Basic Engineering. Project Administration & Control Service. Project Basis of Design.Part 4.

Anexo 3.

Proyecto sistema contraincendio.

- 076951C-200-SP-1940-001-B: Fire Protection Specification.
- 076951C-000-RT-1900-100-B: Fire and Gas Detection & Safety Philosophy.

Anexo 4.

Diagramas de bloques.

- 076951C-000-PDF-0010-101. Hokchi Offshore Facilities. HSP and HCP Block Diagram. Rev. 0.
- 076951C-000-PDF-0010-102. Hokchi Paraiso Block Diagram. Rev. 0.

Anexo 5.

Hojas de seguridad.

- Petroleo crudo.
- Gas.
- Diesel.
- Metanol.

Anexo 6.

Balance de materia y energia.

- 076951C-000-PDF-0000-052. Hokchi Heat and Material Balance. Peak Oil Peak Gas Case. Sheet 1 of 2. Rev. 0.
- 076951C-000-PDF-0000-053. Hokchi Heat and Material Balance. Peak Oil Peak Gas Case. Sheet 2 of 2. Rev.0.

Anexo 7.

Diagramas de flujo.

- 076951C-000-PDF-0000-047. Hokchi Paraiso Facility. Process Flow Diagram. Export & Import. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0000-052. Hokchi Heat Material Balance Peak Oil Peak Gas Case Sheet 1 of 2. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0000-053. Hokchi Heat Material Balance Peak Oil Peak Gas Case Sheet 2 of 2. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0000-054. Hokchi Heat and Material Balance Peak Water Case Sheet 1 of 2. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0000-055. Hokchi Heat and Material Balance Peak Water Case Sheet 2 of 2. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0010-001. Hokchi Satellite Platform Process Flow Diagram Well & Manifold. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0010-002. Hokchi Satellite Platform Process Flow Diagram Metering System. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0010-003. Hokchi Satellite Platform Process Flow Diagram Export & Import. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0010-100. Hokchi Energy Facility Overall Block Diagram Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0010-101. Hokchi Offshore Facilities HSP and HCP Block Diagram. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0010-102. Hokchi Paraiso Block Diagram. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0011-008. Hokchi Central Platform Process Flow Diagram Well & Manifold. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0011-009. Hokchi Central Platform Process Flow Diagram Test Separator. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0011-010. Hokchi Central Platform Process Flow Diagram Export & Import. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0015-004. Hokchi Satellite Platform Process Flow Diagram Chemical Injection. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0016-011. Hokchi Central Platform Process Flow Diagram Chemical Injection. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0017-015. Hokchi Central Platform Process Flow Diagram Flare and Vent System. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0018-005. Hokchi Satellite Platform Process Flow Diagram Open and Closed Drains Systems. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0018-006. Hokchi Satellite Platform Process Flow Diagram Diesel System. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0018-007. Hokchi Satellite Platform Process Flow Diagram Power Generation and Control. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0019-012. Hokchi Central Platform Process Flow Diagram Open Drains System. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0019-013. Hokchi Central Platform Process Flow Diagram Diesel System. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0019-014. Hokchi Central Platform Process Flow Diagram Power Generator and Control. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0020-016. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Onshore Receiving and Slug Catcher. Rev. 0.

- 076951C-000-PFD-0021-017. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Train 1 Inlet Heater and FWKO Drum. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0021-018. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Train 2 Inlet Heater and FWKO Drum. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0021-048. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Train 1 Oil Buffer Vessel. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0021-049. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Train 2 Oil Buffer Vessel. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0022-019. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Train 1 LP Separator / Electrostatic Treater. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0022-020. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Train 2 LP Separator / Electrostatic Treater. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0023-022. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Train 1 Vapor Recovery Unit. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0023-023. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Trains 2 & 3 Vapor Recovery Unit. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0024-024. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Train 1 Main Compressor. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0024-025. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Trains 2 & 3 Main Compressor. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0026-021. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Oil Storage and Metering. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0030-028. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram TEG Dehydration. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0031-029. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Gas Export. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0032-030. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Produced Water Treatment. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0032-031. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Produced Water Storage. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0035-042. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram HP Flare. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0035-043. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram LP Flare KO Drum. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0040-044. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Fuel Gas Systems and Power Generation. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0045-046. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Chemical Injection System. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0050-035. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Fresh Water Systems. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0055-036. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Sanitary Waste Water Treatment Facilities. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0060-037. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Oily Water System. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0065-038. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Closed Drain and Off-Spec Oil Systems. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0070-039. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Firewater Storage and Pumps. Rev. 0.

- 076951C-000-PFD-0075-040. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Air System. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0080-041. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Nitrogen System. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0085-032. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Seawater Lift Pump. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0085-033. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Seawater Treatment & Water Injection. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0096-045. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Diesel System. Rev. 0.
- 076951C-000-PFD-0097-034. Hokchi Paraiso Facility Process Flow Diagram Heating Medium System. Rev. 0.

Anexo 8.

Plan de respuesta a emergencias.

- Plan de Respuesta a Emergencias de la Plataforma de Perforación A/E Cosl Hunter.
- Procedimiento de Gestión. Preparación y Respuesta a Emergencias

Anexo 9.

Hojas de trabajo de la metodología HAZID para los 8 Sistemas de la Etapa 1.

Anexo 10.

Hojas de trabajo de la metodología HAZID para los 10 Nodos de la Etapa 2.

Anexo 11.

Corridas de simulación con PHAST.

Anexo 12.

Representación de Radios de Afectación (PHAST).

Anexo 13.

Estudio de dispersión producto de derrames de hidrocarburos en el ducto de transporte del campo Hokchi