



Estudio de Riesgo Ambiental
modalidad Análisis de Riesgo para el
Proyecto Ichalkil-Pokoch



CONTRATO No. CNH-R01-L02-A4/2015

ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO PARA EL PROYECTO ICHALKIL-POKOCH



Índice General

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO	1
I.1. Bases de diseño	1
I.1.1. Proyecto civil.....	16
I.1.2. Proyecto mecánico	18
I.1.3. Perforación de pozos	19
I.1.4. Instalación de plataformas	22
I.1.4.1. Instalación de ductos	23
I.1.4.2. Producción.....	24
I.1.5. Proyecto sistema contra-incendio	25
I.2. Descripción detallada del proceso	30
I.2.1. Hojas de seguridad	34
I.2.2. Almacenamiento	35
I.2.3. Pruebas de verificación.....	40
I.2.3.1. Prueba hidrostática	40
I.2.3.2. Protección anticorrosión	41
I.2.3.3. Radiografiado.....	42
I.3. Condiciones de operación	42
I.3.1. Especificación del cuarto de control.....	43
I.3.2. Sistema de aislamiento.....	44
I.3.2.1. Contención de Derrames	44
I.3.2.2. Incendio, explosión y toxicidad	45
I.4. Análisis y evaluación de riesgos	46
I.4.1. Antecedentes de accidentes e incidentes.....	46
I.4.1.1. Incidentes de derrame de hidrocarburos de PEMEX	47
I.4.2. Metodologías de identificación y jerarquización.....	49
I.4.2.1. Listas de verificación.....	49
I.4.2.2. ¿Qué pasa sí?	50
I.4.2.3. Análisis de Consecuencias.	51
I.4.2.4. Sesiones de identificación de riesgos	52
I.4.2.5. Descripción de la metodología ¿Qué pasa sí...?	54



I.4.2.6.	Categorías de probabilidad y consecuencia	56
I.4.2.7.	Matriz de riesgo	58
I.4.2.8.	Sistemas y Subsistemas analizados.....	60
I.4.2.9.	Determinación de escenarios de riesgo (Jerarquización)	62
I.4.2.10.	Análisis de consecuencias.....	77
I.4.3.	Criterios de Simulación	78
I.4.3.1.	Condiciones de operación y composición utilizada para las modelaciones.	79
II.	DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES	87
II.1.	Radios potenciales de afectación	87
II.2.	Interacción de riesgo.....	92
II.3.	Efectos sobre el sistema ambiental	96
III.	SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL	97
III.1.	Recomendaciones técnico-operativas	97
III.1.1.	Sistemas de seguridad	98
III.1.2.	Medidas preventivas	99
IV.	RESUMEN	100
IV.1.	Señalar las conclusiones del estudio de riesgo ambiental.....	100
IV.2.	Hacer un resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de riesgo ambiental	103
IV.3.	Presentar el informe técnico debidamente llenado	110
V.	IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL	116
V.1.	Anexos.....	116



Índice Tablas

TABLA I.1 ESPECIFICACIONES GENERALES DE EQUIPOS	9
TABLA I.1.3.1 COMPONENTES PRINCIPALES DE SARTA DE PERFORACIÓN	20
TABLA I.1.3.2 SARTAS A UTILIZAR	20
TABLA I.1.3.3 CEMENTACIÓN DE POZO	21
TABLA I.1.3.4 SISTEMA CONTRAINCENDIO SECCIÓN DE PERFORACIÓN	25
TABLA I.1.3.5 SISTEMA CONTRAINCENDIO SECCIÓN HABITACIONAL	28
TABLA I.2.1 SUSTANCIAS QUÍMICAS UTILIZADAS	33
TABLA I.2.1.1 DESCRIPCIÓN DE SUSTANCIAS UTILIZADAS	34
FIGURA I.2.3.1 ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN Y GENERACION DE AGUAS DE FORMACIÓN (CONGENITAS)	37
TABLA I.3.1 PRODUCCIÓN EN ICHALKIL	43
TABLA I.3.2 PRODUCCIÓN EN POKOCH	43
TABLA I.3.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN FASE 2	43
TABLA I.4.1. TIPO DE ACCIDENTES Y TIPO DE UNIDAD (EN TODO EL MUNDO DE 1970 A 2012)	46
TABLA I.4.2 INCIDENTES DE DERRAME DE HIDROCARBUROS DE PEMEX	47
TABLA I.4.3 METODOLOGÍAS DE ACUERDO A LA ETAPA DE VIDA DEL PROCESO ..	52
TABLA I.4.4 CATEGORÍAS DE CONSECUENCIA	57
TABLA I.4.5 CATEGORÍAS DE FRECUENCIA	58
TABLA I.4.6 SISTEMAS ANALIZADOS WHAT IF..? (¿QUE PASA SÍ...? / HAZOP)	61
SUBSISTEMAS	61
TABLA I.4.7 RESUMEN DE RESULTADOS DE LA IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS	62
TABLA I.4.8 AGRUPACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO ANTES DE LA REDUCCIÓN DEL RIESGO	64
TABLA I.4.9A JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS, AFECTACIÓN AL PERSONAL	66
TABLA I.4.9B JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS, AFECTACIÓN AL AMBIENTE	74
TABLA I.4.9C JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS, AFECTACIÓN A BIENES	76
TABLA I.4.10 ESCENARIOS DE MAYOR RIESGO	77
TABLA I.4.11 COMPOSICIÓN CAMPO POKOCH (FORMACIÓN JURÁSICO)	79
TABLA I.4.12 COMPOSICIÓN CAMPO ICHALKIL (FORMACIÓN JURÁSICO)	80
TABLA I.4.13 TIEMPOS ESTIMADOS DE FUGA	82



TABLA I.4.14 CONDICIONES DE OPERACIÓN PARA MODELACIONES	83
TABLA I.4.15 CONDICIONES CLIMÁTICAS PARA MODELACIÓN.....	84
TABLA I.4.16 VALORES DE REPORTE POR DISPERSIÓN TÓXICA INCENDIO Y EXPLOSIÓN.....	85
TABLA I.4.17 EFECTOS POR RADIACIÓN TÉRMICA	85
TABLA I.4.18 EFECTOS POR SOBREPRESIÓN	86
TABLA II.1.1 RADIOS DE AFECTACIÓN POR ESCENARIO MIA-R ICHALKIL	88
TABLA II.1.2 RADIOS DE AFECTACIÓN POR ESCENARIO MIA-R POKOCH	90
TABLA II.1.3 ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD ICHALKIL	92
TABLA II.1.4 ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD POKOCH	94
TABLA III.1.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO OPERATIVAS DE LA MIA	97
TABLA IV.2.1 ACTIVIDADES Y OBRAS GENERALES SUCEPTIBLES DE PRODUCIR IMPACTOS.....	103
TABLA IV.3.1 ESTIMACIÓN DE CONSECUENCIA ICHALKIL	110
TABLA IV.3.2 ESTIMACIÓN DE CONSECUENCIA POKOCH.....	112
TABLA IV.3.3 CRITERIOS UTILIZADOS MODELACION ICHALKIL	114
TABLA IV.3.4 CRITERIOS UTILIZADOS MODELACION POKOCH	115



Índice Figuras

FIGURA I.1 INFRAESTRUCTURA PROPUESTA PROYECTO ICHALKIL-POKOCH	2
FIGURA I.2 FASE 1 DEL PROYECTO ICHALKIL-POKOCH.....	4
FIGURA I.3 FASE 2 DEL PROYECTO ICHALKIL-POKOCH.....	7
FIGURA I.4 CONCEPTUALIZACIÓN DE LA FASE 2	8
FIGURA I.2.1 ÁRBOL DE VÁLVULAS	31
FIGURA I.2.2 CABEZAL DE POZO.....	32
FIGURA I.2.3.2 ZONAS DE INYECCIÓN DE AGUA CAMPO ICHALKIL.	38
FIGURA I.4.1 SECUENCIA DE LA METODOLOGÍA ¿QUÉ PASA SÍ...?	54
FIGURA I.4.2 PLANTILLA PARA EL DESARROLLO DE LA IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS 55	55
FIGURA I.4.3 MATRIZ DE RIESGO	59
FIGURA I.4.4 MATRIZ DE RIESGO PARA ESCENARIOS IDENTIFICADOS.....	63
FIGURA I.4.5 GRÁFICO DE CLASIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO CON AFECTACIÓN A PERSONAL.....	64
FIGURA I.4.6. GRÁFICO DE CLASIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO CON AFECTACIÓN A AMBIENTE.....	65
FIGURA I.4.7 GRÁFICO DE CLASIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO CON AFECTACIÓN A BIENES.	65

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO

I.1. Bases de diseño

El Proyecto denominado “Proyecto Integral de Extracción Ichalkil-Pockoch”, comprende la perforación de pozos de desarrollo y un pozo letrina, la instalación de plataformas de explotación de diferentes tipos y dimensiones (plataformas protectoras de pozos y plataformas de perforación-producción), así como, la instalación de ductos para el transporte de la producción hacia los centros de procesamiento de hidrocarburos.

En esta Etapa se estima perforar **17** pozos de desarrollo en el campo Ichalkil y **2** en el campo Pockoch, adicionalmente se recuperará **1** pozo en el campo Ichalkil y **1** pozo en el campo Pokoch, además de la construcción de **1** pozo letrina. Se contempla que la perforación de los pozos de desarrollo y el pozo letrina se realice desde las plataformas de perforación fijas (dos Octápodos – dos Estructuras Ligera Marina E.L.M.).

La energía eléctrica del proyecto será generada por medio de turbogeneradores y de paneles solares y será almacenada en baterías. Las plataformas tendrán helipuerto para su acceso aéreo. En un 1ra Fase la producción de hidrocarburos será conducida a instalaciones de la Paraestatal Petróleos Mexicanos (PEMEX), costa fuera para su manejo y envío a centros de procesamiento. Por lo que, no se prevé la instalación de equipos dinámicos de proceso. En una 2da. fase se prevé la instalación de sistemas de separación, bombas electrocentrifugas reforzadores y sistema de compresión booster, para el transporte de los hidrocarburos.

El conjunto de obras que integran la infraestructura requerida para explotar las reservas de hidrocarburos de los campos Ichalkil y Pokoch en un plazo de 23 años (Periodo de Desarrollo), se muestra en la **Figura I.1**.

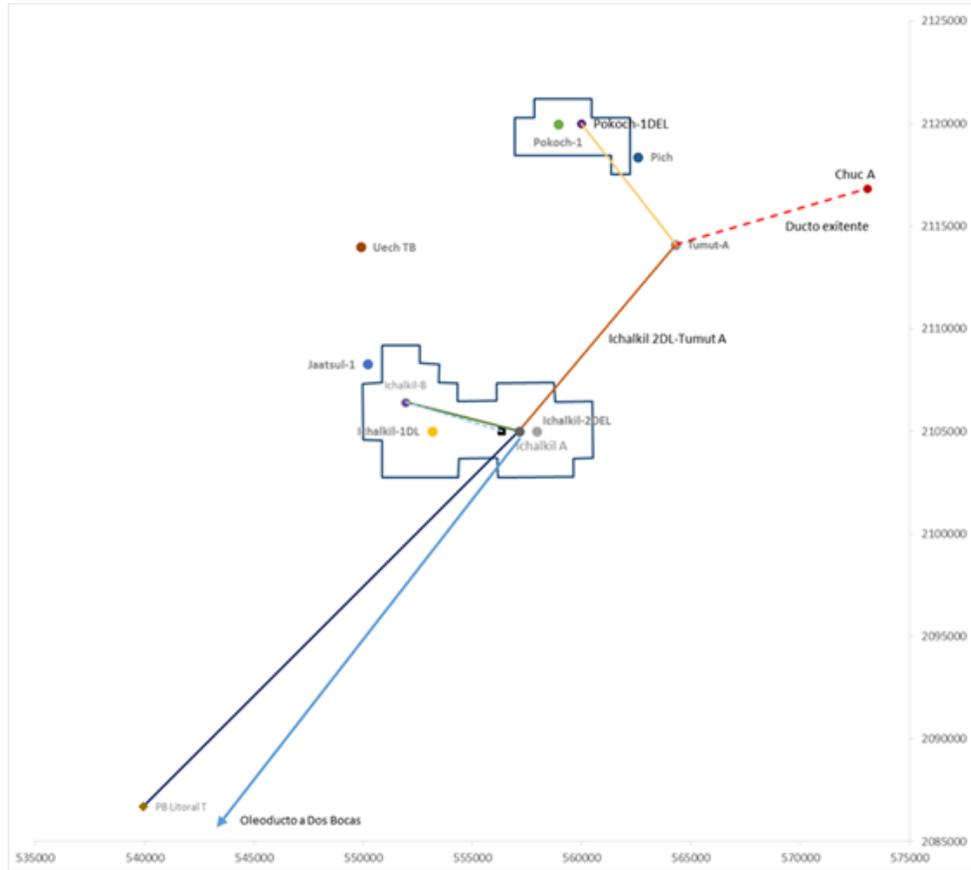


FIGURA I.1 INFRAESTRUCTURA PROPUESTA PROYECTO ICHALKIL-POKOCH

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V, 2018.

Cabe señalar que el Proyecto Ichalkil-Pkoch estará integrado por dos fases de desarrollo (Fase 1 y Fase 2) las cuales se describen a continuación.

La **Fase 1** de desarrollo se realizará la recuperación de los pozos Ichalkil-2DEL y Pokoch-1DEL (actualmente taponados) que corresponden a los perforados durante el período de Evaluación y la perforación de pozos de desarrollo adicionales. La recuperación de pozos se realizará con apoyo de plataformas autoelevables una vez instaladas las Estructuras Ligeras Marinas (ELM).

El objetivo de la Fase 1 del Período de Desarrollo, es lograr una producción temprana de una manera que sea fiscalmente responsable, eficiente y efectiva.

En esta primera fase de producción, se contará con 3 pozos en el campo Pokoch y 3 pozos en el campo Ichalkil alcanzando una producción aproximada de hasta 40.9 MBPD de aceite y 63.1 MMPCD de Gas.

Una vez recuperados los pozos delimitadores y la perforación de pozos adicionales se procederán con la extracción del hidrocarburo y su posterior transporte por medio de 2 oleogasoductos hacia la plataforma ya instalada de Petróleos Mexicanos (PEMEX) denominada Tumut-A.

Igualmente, durante la Fase 1 de desarrollo se instalará equipo de proceso sobre la plataforma Tumut-A que será operada bajo amparo de contrato con PEMEX y con ello poder realizar la separación en una primera etapa del hidrocarburo en aceite y gas. El aceite y el gas serán monitoreados para determinar diversos parámetros de calidad y flujo para posteriormente ser mezclados nuevamente y realizar su transporte mediante oleogasoducto hacia la plataforma de PEMEX denominada Chuc A. Es importante mencionar que tanto el ducto de transporte del hidrocarburo mezclado como las plataformas Chuc A y Tumut-A se encuentran existentes en el sitio, dicha infraestructura será aprovechada mediante acuerdo común con el propietario PEMEX. Previo a emplear la infraestructura existente se realizarán actividades de inspección para verificar que las condiciones mecánicas sean óptimas en cuanto a seguridad operativa y del personal.

La infraestructura necesaria para llevar a cabo la Fase 1 de desarrollo se resume continuación:

- Plataforma tipo ELM para recuperación del pozo Pokoch-1DEL, con tirante de 45 metros.
- Plataforma tipo ELM para recuperación del pozo Ichalkil-2DEL, con tirante de 35 metros.
- Oleogasoducto de 16" Ø x 7.3 Km de Pokoch-1DEL a Tumut-A
- Oleogasoducto de 24" Ø x 11.6 Km de Ichalkil-2DEL a Tumut-A con Válvula de Fondo Perdido (V.F.P.) para realizar interconexión con la plataforma Ichalkil-A (a instalarse en la Fase 2).
- Oleogasoducto de 16" Ø x 1.0 Km de Ichalkil-2DEL a V.F.P de Ichalkil-A futura.
- Equipo de Proceso: La plataforma existente Tumut-A se ha establecido como el punto de Medicion, transfiriéndose la propiedad y custodia de la producción tanto de gas como de aceite, para lo cual, en la Fase 1 se instalará en Tumut-A un separador remoto de 1 era etapa de separación separando las fases de gas, aceite y eliminando el agua producida. El aceite y gas serán medidos de forma y posteriormente se volverán a combinar para ser enviados mediante el oleogasoducto existente de 20" Ø x 12.6 Km (Línea 343 de PEP) hacia el centro de proceso Pol-A vía la plataforma Chuc-A.

- Las plataformas tipo ELM ubicadas Ichalkil-2DEL y Pokoch-1DEL, contarán con Medidores de Flujo Multifase (1 por Plataforma) para medir la producción de Gas, Aceite y % Corte de Agua de cada pozo productor, como medición operacional.
- El sistema de medición en la plataforma Tumut-A, incluye equipos independientes de medición de las fases de gas (placa de orificio) y aceite del tipo Coriolis.

En la **Figura I.2** se presenta gráficamente la infraestructura para desarrollar la Fase 1 del Proyecto Ichalkil-Pokoch

**Fase I del proyecto (secreto industrial).
Información protegida conforme los artículos
113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la
LGTAIP**

FIGURA I.2 FASE 1 DEL PROYECTO ICHALKIL-POKOCH

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., 2018.

Análisis: CSIPA S.A. DE C.V., 2018

La **Fase 2** del Proyecto Ichalkil-Pokoch, la cual se conceptualiza se realice en el período comprendido entre los años 2021-2041; se realizará la perforación de pozos en las formaciones Jurásico y Cretácico del campo Ichalkil, instalación y operación de dos plataformas adicionales a las de la Fase 1, así como la instalación de infraestructura de proceso de extracción, medición y transporte de hidrocarburos.

En esta Fase 2, se contará con 3 pozos en el campo Pokoch y 18 pozos en el campo Ichalkil alcanzando una producción de hasta 80 MBPD de aceite y 110 MMPCD de Gas. Al igual que en la Fase 1, las nuevas plataformas de perforación de pozos de Ichalkil-B e Ichalkil-A contarán con separadores convencionales para medir la producción de gas, aceite y % corte de agua de cada pozo productor; se considera que el tipo de medición de hidrocarburos es Operacional.

A continuación, se expone la infraestructura, obras y actividades de manera general y posteriormente, se presentarán las particularidades de Fase 2 de desarrollo del proyecto:

- Perforación paulatina de pozos en el campo Ichalkil.
- Instalación de una plataforma tipo octápodo dentro de las delimitaciones del campo Ichalkil denominada como Ichalkil-B, como una plataforma para pozos de desarrollo y con un sistema de medición de producción (Sistema de Separador de Prueba de Pozos).
- Instalación de una plataforma tipo octápodo denominada Ichalkil-A como una plataforma para pozos de desarrollo y producción realizando instalación completa de procesamiento de producción e instalaciones de medición con calidad de Punto de Medición para los fluidos producidos: aceite crudo, condensados (si se requiere) y gas natural.
- Se realizarán enlaces mediante ductos submarinos entre las plataformas instaladas y las existentes contempladas en la Fase 1 para realizar el transporte de los productos generados (gas y aceite) post proceso de primera y segunda etapa de separación. En el caso de la producción de gas se pretende su envío hacia el CP Litoral para su entrega y venta a PEMEX y en el caso del aceite hacia terminal de recepción y almacenamiento en Dos Bocas, Tabasco.

A continuación, se describirá la infraestructura para la Fase 2:

- Plataforma Ichalkil-B tipo octápodo.
- Plataforma Ichalkil-A tipo octápodo.
- Oleogasoducto de 16" Ø x 4.7 Km de Ichalkil-B a Ichalkil-A.
- Oleoducto de 24" Ø x 100 Km de Ichalkil-A a Dos Bocas, Tabasco.
- Gasoducto de 20" x 25 Km de Ichalkil-A a CP Litoral.
- Interconexiones de Pokoch 1-DEL a Ichalkil-A
- Equipo de Proceso: En esta Fase el equipo de proceso de separación de primera etapa instalado en la plataforma Tumut-A durante la Fase 1 será recuperado para instalarlo en conjunto con una segunda etapa de separación sobre la plataforma Ichalkil-A. Esta segunda etapa será para tratar la fase de aceite generada en la primera etapa de separación con el objeto de eliminar el gas ocluido y garantizar una corriente estabilizada.

- Para esta Fase 2 se contará con sistema de medición, placa orificio para fase gas y tipo coriolis para la fase aceite en Ichalkil-A realizando monitoreo independiente de las propiedades de las fases de gas y aceite; densidad, temperatura, flujo másico, presión etc. Además, se contará de cromatógrafo de gases para la determinación de la composición química de la producción de crudo.
- Bombas centrifugas reforzadoras y Módulo de compresión tipo booster.
- Sistema de bombeo electrocentrífugo (BEC) con cables submarinos de Ichalkil-A a Ichalkil-B y de Ichalkil-A a Pokoch-1DEL.

Las particularidades de la Fase 2 se describen a continuación:

La Fase 2, establece la integración de la producción de los pozos de Ichalkil y Pokoch hacia Ichalkil-A con dos etapas de separación en el sitio y su posterior envío mediante ductos hacia CP Litoral en el caso de la fase gas y hacia una terminal de almacenamiento en Dos Bocas, Tabasco en el caso de la fase aceite. La plataforma Ichalkil-A funcionará como centro de proceso de la producción donde confluirá la producción proveniente de las demás plataformas de producción del proyecto.

Para este caso se tiene previsto realizar obra electromecánica sobre la cubierta principal de la Plataforma Ichalkil-A para la separación de hidrocarburo en dos etapas. El equipo de separación correspondiente a la primera etapa será recuperado de la plataforma Tumut-A e instalado en esta Fase 2 sobre Ichalkil-A para realizar el mismo proceso de la Fase 1 (separar el hidrocarburo en aceite y gas). Sobre esta misma plataforma se instalará equipo de proceso para la segunda etapa de separación la cual cumplirá con la función de liberar de la fase de aceite, generada en la primera etapa de separación, el gas ocluido (gas disuelto) y garantizar una corriente estabilizada a la cual posteriormente se le incrementará su presión por medio de bombas centrifugas reforzadoras para realizar su envío mediante oleoducto nuevo a construirse hacia la región de Dos Bocas, Tabasco donde se hará su recepción en una terminal de almacenamiento. El oleoducto será de 24" x 100 Km de longitud.

El gas separado en la segunda etapa de separación se enviará a un módulo de compresión de gas tipo booster para elevar su presión y mezclarse con el gas separado en la primera etapa de proceso para su posterior envío hacia PB Litoral, como corriente independiente mediante gasoducto nuevo a construirse de 20" Ø x 25 Km.

En la Fase 2 en la plataforma Ichalkil A se tendrá medición de hidrocarburos por lo que se contará con patines independientes de medición (tipo coriolis y placa orificio) de las fases de gas y aceite del tipo incluyendo además puntos de muestreo y calibración para la determinación de características y composición de la producción. En esta Fase se tiene contemplada la instalación de sistema de bombeo electrocentrífugo (BEC) en los pozos perforados.

En la **Figura I.3** se presenta gráficamente la Fase 2 del Proyecto Ichalkil-Pokoch

**Fase II del proyecto (secreto industrial).
Información protegida conforme los
artículos 113 fracción II de la LFTAIP y
116 de la LGTAIP**

FIGURA I.3 FASE 2 DEL PROYECTO ICHALKIL-POKOCH

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., 2018.

Análisis: CSIPA S.A. DE C.V., 2018

Tal y como se puede observar en la **Figura I.3** y datos anteriormente presentados, se proyecta, el envío de la fase gas hacia el centro de procesamiento existente Litoral-A y la fase de aceite por medio de un ducto de Ichalkil-A hacia Dos Bocas en el estado de Tabasco el cual contará con una longitud aproximada de 100 km y 24 pulgadas de diámetro. Ahora bien, es importante mencionar que para dicho ducto no se cuenta actualmente con la ingeniería de detalle que especifique la localización y/o ubicación exacta del mismo y también se desconocen los cruces necesarios (intercepción con otros ductos), por lo que se han proyectado 3 posibles rutas que por ende estarían variando en cuanto a su longitud y rutas de instalación.

Es por lo anterior que la **Figura I.4**, presenta una proyección de tres posibles alternativas (marcadas con color verde, azul y amarillo respectivamente) que pueden ser consideradas para la colocación y arribo de este ducto.

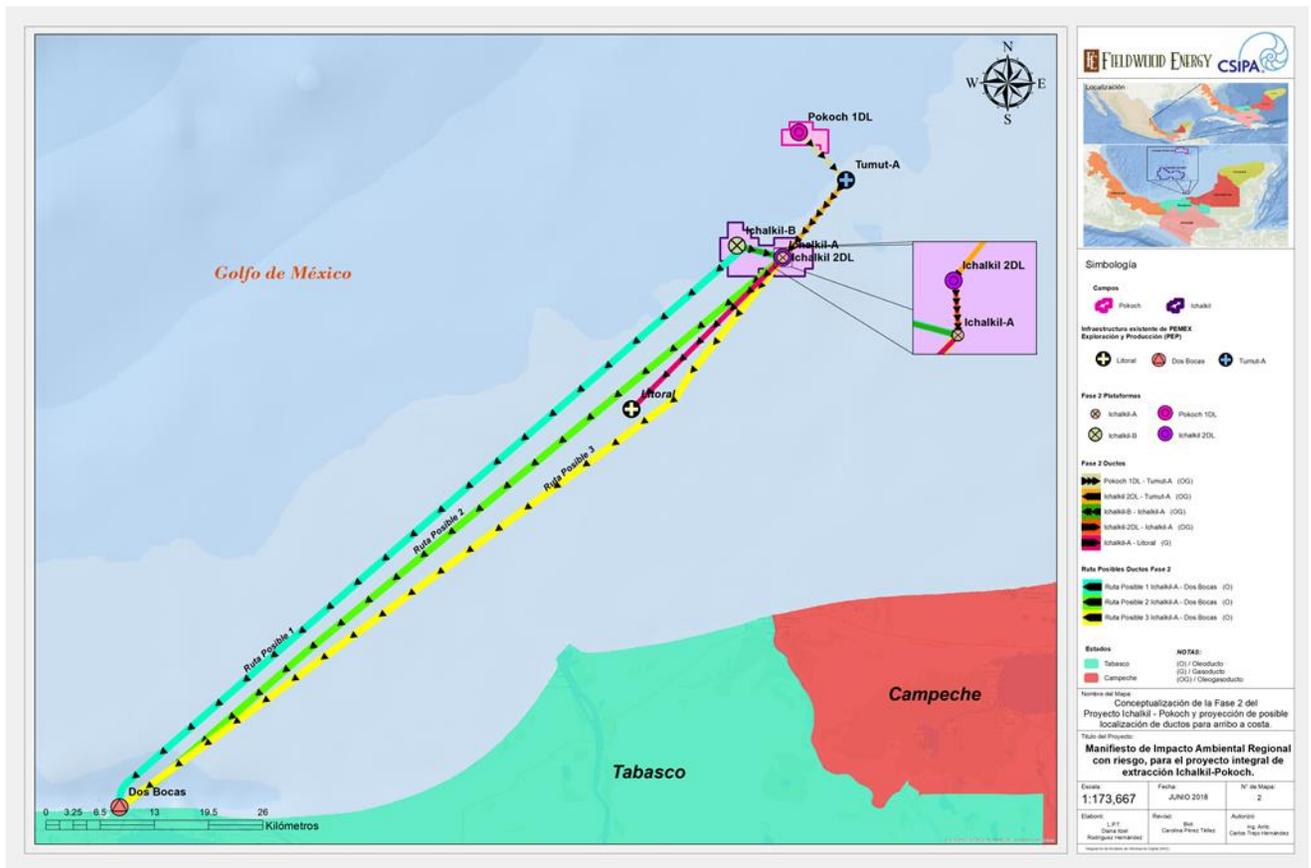


FIGURA I.4 CONCEPTUALIZACIÓN DE LA FASE 2

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V., 2018. **Análisis:** CSIPA S.A. de C.V., 2018

Equipos para perforación

Durante la etapa de evaluación del proyecto, se utilizarán equipos para las actividades de perforación, los cuales para el desarrollo podrán utilizarse equipos iguales o similares debido a que los pozos a perforar durante la fase 2 son pozos tipo en función de los pozos delimitadores del proyecto, por ello es que las características se mencionan a continuación:

- Plataformas fijas de perforación (Empaquetado/Modular) que serían instalados sobre las estructuras fijas de perforación (dos Octápodo), o
- Plataformas autoelevables (Jackup).

Las características generales mas no especificas de los equipos que se pueden utilizar para la etapa de perforación, se muestran en la **Tabla I.1**.

TABLA I.1 ESPECIFICACIONES GENERALES DE EQUIPOS

Plataformas Autoelevables (Jackup)	
Tipo de plataforma	Autoelevable de Patas Independientes
Tirantes de Agua a operar	Para operar en tirantes de agua de hasta 107 m (350 pies)
Malacate	4700 o mayor HP
Derrick	2,000,000 lb o mayor ib
Bombas de Lodos	6600 HP y 7,500 lb/pulg ²
Grúas	de 62 a 70 ton. y dos de 53 a 60 ton.
Preventores	18 3/4" 15M
Top Drive	De 1,000 Toneladas o mayor Tonelaje
Tubería de Perforación	5 7/8" -5"-3 1/2" (pulgadas)
Quemador	Quemador de alta eficiencia
Plataformas Fija (Empaquetado/Modular)	
Tipo de plataforma	Empaquetado/Modular
Tirantes de Agua a operar	N/A
Malacate	3000 HP o mayor HP
Derrick	1,500, 000 lb o de mayor capacidad
Bombas de Lodos	3 bombas de 1600 HP o de mayor HP
Grúas	2 para 40 Ton o de mayor capacidad
Preventores	13 5/8" 10M o 18 3/4" 15M o mayor
Tope Drive	Deberá contar con Tope Drive
Tubería de Perforación	5 7/8" -5"-3 1/2" (pulgadas)
Quemador	Deberá contar con quemador ecológico

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V, 2018.

Equipo de control de Pozos

Cabezales de perforación

Los cabezales de perforación considerados a utilizarse para la perforación de los pozos serán para un rango de presión de 10,000 psi (10M) o mayor y para ambientes amargos por presencia de ácido sulfhídrico (H₂S) y dióxido de carbono (CO₂) y las especificaciones serán de acuerdo a la especificación API 6A.

Un ejemplo del arreglo de cabezales que podrían ser utilizados se presenta a continuación:

- Cabezal inicial de 20 ¾" 3M
- Brida doble sello 20 ¾" 3M
- Cabezal 20 ¾" 3M x 21 ¼" 5M
- Brida doble sello 21 ¼" 5M
- Cabezal 21 ¼" 5M x 13 ⅝" 10M

El arreglo final de los cabezales de perforación podrá variar en el arreglo pero será para el mismo rango de presión.

Conjunto de preventores

Los preventores a utilizar serán para una presión de 15,000 psi (15M) o mayor. El equipo contará con dos unidades para la operación remota de los preventores, una ubicada en el piso de perforación y otra que estará ubicada en la superintendencia o el patio de tuberías. Los conjuntos de preventores serán los siguientes, dependiendo del equipo de perforación que se determine:

- 13 ⅝" 10M
- 18 ¾" 15M

Equipos adicionales para el control de pozo

- **Unidad de alta presión.** Se contará con una unidad de alta presión (UAP) que podrá ser utilizada en el control del pozo en caso de ser necesario, las UAP pueden manejar rangos de presión de hasta 15,000 psi.
- **Bombas de lodos y Stand Pipe.** El stand pipe será para una presión de 5,000 psi o mayor.
- **Separador gas-lodo.** Durante el control de pozo se contará con un separador gas-lodo.
- **Embarcaciones de apoyo.** En caso de requerirse podrá solicitarse que permanezcan en sitio un abastecedor de apoyo y un barco contra incendio para apoyar a las operaciones de control de pozo.

- **Cuadrilla de perforación.** Las cuadrillas de perforación contarán con el curso vigente de control de pozos de acuerdo a su categoría.

Ductos submarinos

El plan de la etapa de desarrollo incluirá el programa de construcción de ductos submarinos. Se prevé incluir una serie de ductos los cuales serán conforme ha sido explicado para la Fase 1 y la Fase 2 que conforman el Proyecto.

El diseño atenderá el modelo metoceanico del sitio y usará las prácticas recomendadas para diseño, instalación, evaluación del API (American Petroleum Institute).

En el **Anexo VIII.2.9**, se incluye un plano de la conceptualización general del Proyecto Ichalkil-Pokoch en su Fase 2.

Susceptibilidad a riesgos ambientales

La zona del Golfo de México se caracteriza por la ocurrencia de eventos meteorológicos extremos a lo largo del año como huracanes, vientos, temperatura, humedad , etc.los cuales se mencionan a detalle en el **Captulo IV** del presente documento.

Marco Normativo Aplicable

A continuación se presenta detalladamente la vinculación del proyecto con leyes, reglamentos, normas y regulaciones aplicables.

En esta sección se relaciona la normatividad principal que regula el proyecto.

- **Secretaría de Energía (SENER)**
 - Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo
 - Ley de Hidrocarburos
 - Reglamento de la Ley de Hidrocarburos
 - NOM-026-SESH-2007, Lineamientos para los trabajos de prospección sísmológica petrolera y especificaciones de los niveles máximos de energía.
- **Comisión Nacional de Hidrocarburos.**
 - Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de Exploración y desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones.
 - Lineamientos de perforación de pozos

- **Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA)**

- Ley de la Agencia de Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
- Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican (SASISOPA).
- Disposiciones administrativas de carácter general que establecen las reglas para el requerimiento mínimo de seguros a los Regulados que lleven a cabo obras o actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural.
- Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para Informar la ocurrencia de incidentes y accidentes a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
- 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.

- **Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)**

- Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente
- Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente en Materia de Impacto Ambiental
- Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmosfera
- Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes
- Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Autorregulación y Auditorías Ambientales
- Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Ordenamiento Ecológico
- Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Áreas Naturales Protegidas
- Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos
- Reglamento de la Ley para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos
- Ley de Aguas Nacionales
- Reglamento de la Ley de Aguas Nacionales
- Ley General de Cambio Climático
- Reglamento de la Ley General de Cambio Climático en Materia del Registro Nacional de Emisiones
- Normas Oficiales Mexicanas (NOMs):



NOM-001-SEMARNAT- 1996 Límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales

NOM-004-SEMARNAT- 2002 Lodos y Biosolidos.-especificaciones y límites máximos permisibles de contaminantes para su aprovechamiento y disposición final.

NOM-052-SEMARNAT- 2005 Características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos

NOM-054-SEMARNAT- 1993 Determinación de incompatibilidad entre Residuos Peligrosos

NOM-059-SEMARNAT- 2010 Protección ambiental de especies nativas de México de flora y fauna silvestres

NOM-087-SEMARNAT- SSA1-2002 Protección ambiental - Salud ambiental - Residuos peligrosos biológico-infecciosos - Clasificación y especificaciones de manejo.

NOM-143-SEMARNAT- 2003 Que establece las especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita asociada a hidrocarburos.

NOM-149-SEMARNAT- 2006 Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros en las zonas marinas mexicanas.

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.

Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT)

NOM-002-SCT4-2013 Terminología marítima-portuaria.

NOM-003-SCT-2008 Para el transporte de materiales y residuos peligrosos. Características de las etiquetas de envases y embalajes destinadas al transporte de materiales y residuos peligrosos.

NOM-007-SCT2-2010 Relativa a los envases y embalajes destinados al transporte de sustancias y residuos peligrosos.

NOM-010-SCT2-2009 Disposiciones de compatibilidad y segregación para el almacenamiento y transporte de sustancias, materiales y residuos peligrosos.

NOM-011-SCT2-2003 Condiciones para el transporte de las sustancias, materiales y residuos peligrosos en cantidades limitadas.

NOM-012-SCT4-2007 Lineamientos para la generación del plan de contingencias para embarcaciones que transportan mercancías peligrosas.

NOM-023-SCT4-1995 Condiciones para manejo y almacenamiento de mercancías, terminales y unidades mar adentro.

NOM-023-SCT2-2011 Información técnica que debe contener la placa que portarán los autotanques, recipientes metálicos intermedios para granel (rig) y envases con capacidad mayor a 450 litros que transportan materiales y residuos peligrosos

NOM-027-SCT4-1995 Requisitos que deben cumplir las mercancías peligrosas para su transporte en embarcaciones

NOM-028-SCT2-2010 Disposiciones especiales para los materiales y residuos peligrosos de la clase 3, líquidos inflamables transportados.

NOM-028-SCT4-1996 Documentación para mercancías peligrosas transportadas en embarcaciones: requisitos.

NOM-036-SCT4-2007 Administración de la seguridad operacional y prevención de la contaminación por las embarcaciones y artefactos navales.

Secretaría de Marina (SEMAR)

- Ley de Vertimientos en las Zonas Marinas Mexicanas.
- Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias.

Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS)

- Reglamento Federal de Seguridad y Salud en el Trabajo
- Normas Oficiales Mexicanas (NOMs):

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 y protección contra incendios en los centros de trabajo.

NOM-004-STPS-1999 Sistemas de protección y dispositivos de seguridad de la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo.

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.

NOM-006-STPS-2014 Manejo y almacenamiento de materiales - Condiciones de seguridad.

NOM-009-STPS-2011 Condiciones de seguridad para realizar trabajos en altura.

NOM-010-STPS-2014 Agentes químicos contaminantes del ambiente laboral- Reconocimiento, evaluación y control.

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

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

NOM-018-STPS-2015 Sistema armonizado 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 y calderas - Funcionamiento- Condiciones de seguridad.

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

NOM-024-STPS-2001 Vibraciones - Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo.

NOM-025-STPS-2008 Condiciones de iluminación en los centros de trabajo.

NOM-026-STPS-2008 Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.

NOM-027-STPS-2008 Actividades de soldadura y corte - Condiciones de seguridad e higiene.



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

NOM-029-STPS-2011 Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo - Condiciones de seguridad.

NOM-030-STPS-2009 Servicios preventivos de seguridad y salud en el trabajo-Funciones y actividades.

NOM-031-STPS-2011 Construcción-Condiciones de seguridad y salud en el trabajo.

NOM-100-STPS-1994 Seguridad - Extintores contra incendio a base de polvo químico seco con presión contenida - Especificaciones.

NOM-101-STPS-1994 Seguridad - Extintores a base de espuma química.

NOM-102-STPS-1994 Seguridad - Extintores contra incendio a base de bióxido de carbono - Parte 1: Recipientes.

NOM-103-STPS-1994 Seguridad - Extintores contra incendio a base de agua con presión contenida.

NOM-104-STPS-2001 Agentes extinguidores - Polvo químico seco tipo ABC, a base de fosfato mono amónico.

NOM-106-STPS-1994 Seguridad - Agentes extinguidores - Polvo químico seco tipo BC, a base de bicarbonato de sodio.

El diseño, construcción, operación y mantenimiento del proyecto, se basará en la aplicación de las prácticas recomendadas del API (American Petroleum Institute), para instalaciones costa fuera, las cuales a su vez se basan en códigos de industria de los Estados Unidos de América. No obstante, se atenderá el marco normativo de México para atender regulaciones particulares de salud, seguridad y ambiente.

I.1.1. Proyecto civil

El diseño estructural del proyecto atenderá el modelo metoceanico del sitio y las propiedades del suelo marino. Se analizan todas las condiciones a que estarán sujetas las instalaciones del proyecto. Generalmente la condición de diseño es la de tormenta.

Estudios previos a la ejecución de las obras del proyecto:

- Geofísicos
- Geotécnicos
- Meteorológicos y oceanográficos

Geofísicos

Previo a la movilización e instalación de los equipos de perforación y/o instalación de plataformas fijas (Octápodos) y autoelevables (Jackup o Liftboat), se deberán realizar estudios geofísicos también conocidos como “Estudios de Riesgo Somero” que hacen posible definir la mejor ubicación de la plataforma de perforación, ya que obtienen información de las condiciones generales del lecho marino tales como: topografía, batimetría, identificación de infraestructura en el lecho marino, etc.

Así mismo permite la identificación de riesgos someros tales como: bolsas someras de gas, fallas, arrecifes enterrados someros, profundidad de suelo no consolidado, restos de materiales (chatarra) en sitio, huellas pre-existentes de plataformas, etc., que puedan afectar o poner en riesgo el posicionamiento y anclaje de la plataforma o la perforación de los pozos.

Este tipo de estudios, determinan el comportamiento topográfico y las características del relieve del piso marino; el grosor de los sedimentos no consolidados, la configuración del horizonte estructural de las primeras capas del subsuelo y las zonas anómalas, tomando en cuenta las posibles acumulaciones de gas, paleocanales y fallas geológicas, entre otras, que pudieran afectar la estabilidad estructural de las plataformas.

Estos estudios se basan en el principio de "reflexión sísmica". El método consiste en emitir impulsos de energía acústica (es decir, ondas sonoras) en intervalos regulares por líneas designadas. La energía penetra las formaciones del subsuelo y se vuelve a reflejar en la superficie donde son detectadas por receptores acústicos, o hidrófonos, dentro de un cable largo (o cable sísmico) remolcado detrás del buque sísmico.

Cuando el impulso sísmico detecta un cambio en las propiedades de la roca, una parte de él regresa a la superficie, donde la reciben los hidrófonos. Como resultado, se pueden determinar diferentes capas de roca del subsuelo al medir con exactitud la diferencia del tiempo de llegada de la energía sísmica reflejada. Al representar los datos reunidos en una línea, la imagen resultante se asemeja a la sección transversal de la tierra, la cual pueden interpretar los expertos para identificar las trampas estructurales donde se acumulan los hidrocarburos

Geotécnicos

Adicional a los estudios geofísicos, se requiere la realización de estudios geotécnicos en las coordenadas en las cuales se realizará el posicionamiento e instalación de plataformas autoelevables o en las coordenadas en las cuales se instalarán las plataformas fijas (octápodos). Estos estudios consisten en la perforación de agujeros pilotos a profundidades de entre 80 a 120 m aproximadamente en los cuales se obtiene información de las propiedades de resistencia de los suelos que se utilizan para diseñar la cimentación (penetración de patas) de la plataforma de perforación autoelevables, así mismo este estudio es utilizado para el diseño de la cimentación –dimensiones, tipo y resistencia del acero y penetración de los pilotes de las estructuras fijas de perforación (octápodos).

Modelo metoceanico

El modelo metoceanico del sitio comprende datos de viento, temperatura del aire, humedad, ocurrencia e intensidad de huracanes y “nortes”, al igual que, fluctuaciones en la marea, batimetría, salinidad, estratificación, etc. La aplicación del modelo adecuado asegura la confiabilidad estructural del diseño de la infraestructura.

I.1.2. Proyecto mecánico

El Proyecto mecánico consiste en el diseño del proceso, el balance de masa y energía, la elaboración de diagramas de tubería e instrumentación, el arreglo de planta de los equipos y el diseño mecánico de equipos e instrumentos. Se utilizarán los estándares y las prácticas recomendadas del API (American Petroleum Institute), las cuales a su vez están basadas en códigos de industria de los Estados Unidos de América. Adicionalmente, se aplicará la normatividad vigente de México en aspectos de salud, seguridad y ambiente.

Las etapas constructivas del proyecto son las siguientes:

- **Recuperación y Perforación de pozos:** Traslado de plataformas, Recuperación de Ichalkil-2DEL y Pokoch-1DEL, Perforación de pozos de desarrollo (19 pozos) y un pozo letrina, terminación de pozos y retiro de las plataformas autoelevables y equipos de perforación en plataformas fijas.
- **Instalación de plataformas:** Compuesta por diferentes etapas: la construcción en tierra de las estructuras (cuya actividad se lleva a cabo por un contratista en instalaciones existentes en tierra y que entregará al promovente dichas estructuras, por lo que su análisis no forma parte del presente proyecto), el transporte de dichas estructuras, lanzamiento, izaje, colocación, hincado de pilotes y cimentación de las estructuras, interconexiones electromecánicas, pruebas de arranque y puesta en operación.
- **Instalación de ductos:** transporte de tubos lastrados, soldadura de lingadas de tubos, tendido de tubería, instalación de ductos ascendentes y accesorios, prueba hidrostática, dragado y tapado.

A continuación se describe en términos generales las operaciones más significativas.

I.1.3. Perforación de pozos

Sartas de perforación y barrenas

De manera general los principales tipos sartas que se van a utilizar en la perforación de pozos son:

- Sartas convencionales lisas o estabilizadas,
- Sartas navegables,
- Sartas rotatorias navegables.

Las sartas de perforación las podemos dividir en dos secciones: el ensamble de fondo también conocido como BHA (Bottom Hole Assembly) y la tubería de perforación. El ensamble fondo está integrado por la barrena, válvula de contrapresión, estabilizadores, motor de fondo, sistema rotatorio, herramientas de medición y registros a tiempo real “MWD/LWD” (Measure While Drilling/Loggin While Drilling), lastra barrenas “DC” (Drill Collar), martillo, tubería pesada “HW” (Heavy Weight), entre otros.

En la **Tabla I.1.3.1** se muestra los componentes principales de las sargas de perforación mencionados:

TABLA I.1.3.1 COMPONENTES PRINCIPALES DE SARTA DE PERFORACIÓN

Sarta convencional lisa	Sarta convencional estabilizada	Sarta navegable	Sarta navegable rotatoria
Doble caja valvula de contrapresión Lastra barrenas	Doble caja valvula de contrapresión Lastra barrenas	Doble caja valvula de contrapresión Motor de fondo	Doble caja valvula de contrapresión Sistema rotatorio
Martillo Tubería pasada (HW)	Estabilizador Lastra barrenas	MWD LWD (opcional de acuerdo a requerimiento)	MWD LWD (opcional de acuerdo a requerimiento)
Tubería de perforación (TP)	Martillo Tubería Pesada (HW) Tubería de perforación (TP)	Lastra barrenas Martillo Tubería Pesada (HW) Tubería de perforación (TP)	Lastra barrenas Martillo Tubería Pesada (HW) Tubería de perforación (TP)

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V, 2018.

Cualquiera de las sargas anteriores puede llevar herramientas para la toma de registros e información direccional a tiempo real (LWD/MWD). Las barrenas a utilizar serán de tipo tricónica y ampliadoras. En la **Tabla I.1.3.2** se muestra un ejemplo del tipo de sarta a utilizar.

TABLA I.1.3.2 SARTAS A UTILIZAR

Diámetro del agujero (pulgadas)	Tubería de Revestimiento (pulgadas)	Intervalo (m)	Tipo de sarta
36	30	0 – 200	Sarta Empacada
26	20	200 – 900	Sarta Empacada
20	16	900 – 2,000	Sarta navegable
14 ¾	11 7/8	2,000 – 4,859	Sarta navegable
12 ¼	9 7/8	4,859 – 5,320	Sarta navegable
8 ½	7	5,320 – 5,972	Sarta navegable

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V, 2018.

Cementaciones

Las tuberías de revestimiento serán cementadas de acuerdo al diseño final y las condiciones de cada pozo, con el objetivo principal de soportar cada una de las tuberías y garantizar el sello hidráulico entre el agujero descubierto y la tubería. En la **Tabla I.1.3.3** se muestra un ejemplo con los datos generales de la cementación de un pozo tipo.

TABLA I.1.3.3 CEMENTACIÓN DE POZO

Tubería de revestimiento (pulgadas)	Densidad lechada de amarre (g/cm ³)	Densidad lechada de llenado (g/cm ³)	Cima de cemento (m)
30	1.90	N/A	Lecho marino
20	1.90	1.54	100
16	1.95	1.54	100
11 7/8	1.95	1.54	100
9 7/8	1.35	N/A	Boca de liner
7	1.95	N/A	Boca de liner
9 7/8	1.90	1.54	100

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V, 2018.

La cementación consiste en bombear lechada de cemento a través del revestimiento “casing”, hacia la sección determinada en el espacio anular formado entre el hueco perforado y los revestimientos. Tiene por finalidad proveer soporte al revestimiento y restringir el movimiento de fluidos entre formaciones y protegerlo de la corrosión, así como aislar formaciones con gradientes de fractura más débil de las formaciones con mayor presión.

Una vez fraguado el cemento se continuará con la perforación utilizando una barrena de menor diámetro.

La preparación de la lechada de cemento se realiza en un tanque recirculador; y el bombeo de la lechada al pozo se realiza por medio de unidades y líneas de alta presión que utilizan bombas de gran potencia hidráulica.

El procedimiento de cementación, se describe a continuación:

- Conectar un cabezal de cementación en superficie y uno en la cabeza de pozo, ambos unidos por una conductora de alta capacidad.
- Armar líneas de bombeo (de cabeza de cementar a unidad de bombeo), con válvula de seguridad.
- Insertar dardos (tope y fondo) a la cabeza de cementar.
- Probar línea con presión, desfogar lentamente.
- Abrir válvula inferior de cabeza de cementar, retirar seguro del dardo de fondo.
- Preparar y bombear: Lavadores y lechada de cemento conforme al plan de cementación.
- Retirar seguros del dardo de tope y bombear con el fluido de desplazamiento; controlar caudal y presión.

I.1.4. Instalación de plataformas

Instalación de plataformas fijas de explotación

Los componentes principales de las plataformas son tres:

- Subestructura,
- Superestructura y
- Pilotes.

La superestructura (parte superficial) comprende las cubiertas y las columnas de apoyo, además de que sus sistemas de piso están integrados por largueros longitudinales de perfiles rolados y por rejilla electrosoldada, polines de madera o en algunos casos, por placa. La superestructura de las plataformas tendrá uno o más niveles de trabajo y estará conformada por una retícula de vigas de acero y placa o rejilla como piso de trabajo. En la superestructura se instalarán los equipos, tuberías, instrumentos y sistemas de control y de seguridad industrial y protección ambiental.

La subestructura (parte sumergida) de las plataformas es de forma piramidal y estará constituida por armaduras transversales y longitudinales, dispuestas ortogonalmente entre sí y arriostradas por marcos horizontales en diferentes elevaciones, extendiéndose desde la conexión pata-pilote hasta el lecho marino; se fabrican con elementos tubulares en su totalidad para resistir las fuerzas laterales inducidas por el viento, oleaje o algún sismo; proporcionando apoyo lateral a los pilotes, colocados en el interior de cada una de sus patas.

La subestructura constituye el soporte de ciertos apéndices necesarios para la operación de la plataforma, tales como ductos ascendentes, conductores, camisas para bombas y drenajes, embarcaderos, defensas, pasillos de acceso, vigas de deslizamiento y otros.

Las patas o pilotes de una subestructura, no son verticales sino ligeramente inclinadas, dándole una forma piramidal típica, para proveer a la subestructura una mayor base en el lecho marino para resistir con mayor facilidad los momentos de volteo producidos por fuerzas de viento, oleaje o sismo, e incrementar la capacidad individual de los pilotes para absorber cargas laterales. Los pilotes son fabricados con elementos tubulares de diferentes diámetros y espesores de acero estructural estándar y de alta resistencia, en función del diseño de la cimentación para soportar las cargas originadas por fenómenos metoceanicos de la localización geográfica del sitio.

La instalación del Proyecto incluye cuatro plataformas fijas de explotación, en un tirante promedio de agua de los 35 m, que soportarán entre 6 y 12 conductores, el peso de todos los equipos necesarios para su operación; así como los espacios para las maniobras operativas, carga y descarga de equipos y materiales. Se tiene contemplado en el proyecto la instalación de dos estructuras tipo Octápodo y dos tipo aligerada (ELM).

I.1.4.1. Instalación de ductos

Tendido del ducto

El tendido se realiza en una barcaza adecuada para tubos de gran diámetro y de considerable longitud, apoyada con un chalán de carga.

Previo a efectuar la soldadura, se coloca un alineador interior en los extremos de los tubos. La calidad de la soldadura es verificada por medio de una unidad de Rayos-X; en caso de existir fallas que requieran reparación, éstas se efectúan en la estación de soldadura ubicada al final de la rampa de lanzamiento.

La tubería debe cubrirse para asegurar una mayor protección contra el peligro de huracanes, anclas de barcos, remolcadores, barcasas y en general, resguardarla de cualquier evento que suceda en el fondo del mar; las líneas en el lecho marina se cubren a una profundidad de 1 m.

Para el tapado, se combina el efecto del chorro de agua con aire a presión alta y una bomba de succión para el dragado; este dispositivo se posiciona sobre la línea regular, corta la zanja y la limpia, saca el lodo debajo de la tubería, entierra ésta e inmediatamente se acumula el lodo sobre la misma para cubrirla.

I.1.4.2. Producción

Sistema de válvulas

El sistema de válvulas, comprenderá básicamente los siguientes elementos:

Colgadores de tubería de revestimiento: Incluye el subconjunto de un cabezal de pozo que soporta la sarta de revestimiento cuando ésta se baja en el pozo. Proporciona un medio para asegurar la localización correcta de la sarta y generalmente incluye un dispositivo o sistema de sellado para aislar el espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción de los componentes superiores del cabezal del pozo.

Cabezales de tubería de producción: Compuesto por componentes del cabezal del pozo que sustenta el colgador para tubería de producción y proporciona un medio para fijar el sistema de válvulas en el cabezal del pozo.

Colgadores de tubería de producción: Dispositivos fijados en el tramo superior extremo de la tubería de producción, en el cabezal del pozo, para sustentar la sarta de tubería de producción. El colgador para tubería de producción se encuentra ubicado generalmente en el cabezal de tubería de producción, y ambos componentes están provistos de un sistema de sellado para asegurar el aislamiento hidráulico del conducto de la tubería de producción y el espacio anular.

Válvula de contrapresión: Válvula de retención, instalada e en el colgador para tubería de producción, para aislar dicha tubería. La válvula de contrapresión está diseñada para contener la presión proveniente del sistema, a la vez que permite que los fluidos sean bombeados.

Árbol de válvulas: Conjunto de arreglo de válvulas, tambores, medidores de presión y estranguladores fijados en el cabezal de un pozo para controlar la producción.

Brida adaptadora del cabezal: Tiene como propósito la conexión de las tuberías y en el equipo asociado para proporcionar un medio de montaje y desmontaje de los componentes.

Válvulas de seguridad y de tormenta: Válvulas que protegen al sistema en caso de eventualidades en el resto de la configuración.

Conexiones del árbol de válvulas: Cualquier empalme o unión roscada o no roscada que conecta dos componentes.

Estranguladores: Dispositivos que incluyen orificios, utilizados para controlar la tasa de flujo de fluido o la presión del sistema aguas abajo.

I.1.5. Proyecto sistema contra-incendio

En función de los sistemas de seguridad y en particular para el sistema contra incendio, que es parte integral de la plataforma y por requerimientos normativos, estas deben contar con lo siguiente de manera general y no limitativa un ejemplo de un equipo típico que puede ser utilizado para fines del proyecto a ejecutar y está conformado por una serie de extintores e hidrantes estratégicamente ubicados para su operación intrínsecamente segura tal como se menciona para la sección de perforación en la **Tabla I.1.3.4**.

TABLA I.1.3.4 SISTEMA CONTRAINCENDIO SECCIÓN DE PERFORACIÓN

No.	Descripción	Cantidad	Ubicación
1	Batería de CO ₂	04	01: Entrecubierta 02: Cubierta Principal 01: Cantiliver
2	Liberación Remota de CO ₂	13	03: Parte Superior Tanque 05: Entrecubierta 02: Cubierta Principal 02: Cantiliver Intermedio 01: Cubierta Inferior
3	Espacio protegido con CO ₂	12	03: Parte Superior Tanque 04: Entrecubierta 02: Cubierta Principal 02: Cantiliver Intermedio 01: Cubierta Inferior
4	Extintor de polvo seco portátil de 8Kg	14	06: Parte Superior Tanque 06: Entrecubierta 02: Cubierta Principal
5	Extintor de polvo seco portátil de 6Kg	06	05: Cubierta Principal 01: Piso de Perforación
6	Extintor rodante de polvo seco de 25Kg	01	01: Cantiliver Intermedio
7	Extintor de espuma portátil 9 litros (tipo cartucho)	18	08: Parte Superior Tanque 03: Entrecubierta 01: Cubierta Principal 02: Cantiliver 04: Cubierta Inferior
8	Extintor rodante de espuma 45 litros	04	01: Parte Superior Tanque 01: Cubierta Principal 01: Cantiliver 01: Piso de Perforación

TABLA I.1.3.4 SISTEMA CONTRAINCENDIO SECCIÓN DE PERFORACIÓN

No.	Descripción	Cantidad	Ubicación
9	Aplicador Portatil de Espuma 20 litros	02	01: Parte Superior Tanque 01: Cubierta Principal
10	Extintor de CO ₂ portátil 5 Kg	46	17: Parte Superior Tanque 02: Entrecubierta 10: Cubierta Principal 03: Cantiliver Intermedio 08: Cantiliver Inferior 06: Piso de Perforación
11	Armario con trajes Contraincendio	05	02: Cubierta Principal 02: Cantiliver Intermedio 01: Piso de Perforación
12	Monitor de espuma	12	06: Cubierta Principal 04: Cantiliver Intermedio 02: Piso de Perforación
13	Detector de Gas Combustible	24	01: Entrecubierta 15: Cubierta Principal 04: Cantiliver Intermedio 01: Cantiliver Inferior 03: Piso de Perforación
14	Alarma luminosa del sistema PAGA (Public Address & General Alarm)	16	03: Parte Superior Tanque 04: Entrecubierta 04: Cubierta Principal 03: Cantiliver 02: Piso de Perforación
15	Altavoces del sistema PAGA (Public Address & General Alarm)	132	20: Parte Superior Tanque 44: Entrecubierta 18: Cubierta Principal 16: Cantiliver Intermedio 14: Cantiliver Inferior 20: Piso de Perforación
16	Detector de calor	31	01: Parte Superior Tanque 18: Entrecubierta 02: Cubierta Principal 06: Cantiliver Intermedio 04: Cantiliver Inferior
17	Detector de humo	59	14: Parte Superior Tanque 28: Entrecubierta 06: Cubierta Principal 02: Piso de Perforación 06: Cantiliver Intermedio 03: Cantiliver Inferior

TABLA I.1.3.4 SISTEMA CONTRAINCENDIO SECCIÓN DE PERFORACIÓN

No.	Descripción	Cantidad	Ubicación
18	Toma contra incendio	39	11: Parte Superior Tanque 08: Entrecubierta 10: Cubierta Principal 06: Piso de Perforación 01: Cantiliver Intermedio 03: Cantiliver Inferior
19	Bomba Contra incendio (Principal)	02	
20	Bomba Contra incendio (Auxiliar)	01	
21	Bomba Jockey	01	
22	Sistema de diluvio de agua	04	
23	Gabinete Contra incendio	23	11: Parte Superior Tanque 08: Entrecubierta 01: Cantiliver Intermedio 03: Cantiliver Inferior
24	Sistema de Válvulas de espreado de Agua	04	02: Cubierta Principal 01: Piso de Perforación 01: Cantiliver Inferior

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V, 2018.

Igualmente para la sección habitacional se indica de manera enunciativa mas no limitativa la distribución de acuerdo a lo indicado an la **Tabla I.1.3.5:**

TABLA I.1.3.5 SISTEMA CONTRAINCENDIO SECCIÓN HABITACIONAL

Num.	Descripción	Cantidad	Ubicación
1	Batería de CO2	01	01: Cubierta A
2	Espacio protegido con CO2	12	03: Parte Superior Tanque 04: Entrecubierta 02: Cubierta Principal 02: Cantiliver Intermedio 01: Cubierta Inferior
3	Herramienta de Emergencia	01	01: Helipuerto
4	Plano de control de fuego	04	02: Cubierta principal 02: Cubierta A
5	Extintor de polvo seco portátil de 8Kg	29	07: Cubierta principal 06: Cubierta A 07: Cubierta B 08: Cubierta C 01: Cubierta D
6	Extintor de polvo seco portátil de 6Kg	01	01: Cubierta C
7	Extintor rodante de polvo seco de 25Kg	03	03: Cubierta D y Helipuerto
8	Extintor de espuma portátil 9 litros (tipo cartucho)	15	04: Cubierta principal 04: Cubierta A 03: Cubierta B 04: Cubierta C
9	Extintor rodante de espuma 45 litros	01	01: Cubierta D
10	Extintor de CO2 portátil 7 Kg	03	03: Cubierta D y Helipuerto
11	Armario con trajes Contraincendio	02	02: Cubierta D
12	Tanque de espuma	01	01: Cubierta D
13	Monitor de espuma	03	03: Helipuerto
14	Colchoneta contraincendio	01	01: Cubierta A
15	Tablero de control del sistema de alarma y detección de fuego	01	01: Cubierta C
16	Detector de Gas Combustible	06	02: Cubierta principal 01: Cubierta A 02: Cubierta B 01: Cubierta C
17	Alarma luminosa del sistema PAGA (Public Address & General Alarm)	17	06: Cubierta principal 02: Cubierta A 04: Cubierta B 04: Cubierta C 01: Cubierta D
18	Altavoces del sistema PAGA (Public Address & General Alarm)	271	53: Cubierta principal 66: Cubierta A 71: Cubierta B 74: Cubierta C 07: Cubierta D
19	Detector de calor	05	03: Cubierta principal 02: Cubierta A

TABLA I.1.3.5 SISTEMA CONTRA INCENDIO SECCIÓN HABITACIONAL

Num.	Descripción	Cantidad	Ubicación
20	Detector de humo	137	28: Cubierta principal 34: Cubierta A 39: Cubierta B 36: Cubierta C
21	Toma contraincendio	19	04: Cubierta principal 04: Cubierta A 04: Cubierta B 04: Cubierta C 03: Cubierta D
22	Bomba Contraincendio (Principal)		
23	Bomba Contraincendio (Auxiliar)		
24	Bomba Jockey		
25	Sistema de diluvio de agua		
26	Sistema protegido con espuma		
27	Aspersores	255	45: Cubierta principal 59: Cubierta A 69: Cubierta B 52 :Cubierta C
28	Gabinete Contraincendio	16	04: Cubierta principal 04: Cubierta A 04: Cubierta B 04: Cubierta C
29	Sistema de Válvulas de esparado de Agua	3	02: Cubierta C 01: Cubierta D

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V, 2018.

En el **Anexo VIII.2.9** se muestra mas a detalle el esquema típico de los equipos de perforación en diagramas de localización de los componentes más relevantes del sistema contra incendio y sistemas de protección.

Cabe precisar que, debido a que el proyecto se encuentra en etapa conceptual, los equipos, arreglos y planos anexos son solamente ilustrativos de equipos típicos empleados en este tipo de instalaciones o que se han empleado en instalaciones similares de acuerdo a la normatividad vigente.

I.2. Descripción detallada del proceso

El crudo en dos fases (gas y aceite) que fluye de los pozos por la energía del yacimiento es conducido a un sistema de válvulas denominado medio árbol de producción y de ahí la mezcla de hidrocarburos converge en el cabezal de producción, donde serán transportados por medio de los ductos de acero al carbón de diferentes diámetros hacia las plataformas conforme las Fases deciertas, para realizar la separación del gas y aceite y envío a centros de almacenamiento y distribución en tierra. No se contempla como parte de este proyecto, la instalación de sistemas primarios de separación ni almacenamiento previo a la llegada del producto a las instalaciones existentes a cargo de PEMEX.

El árbol de válvulas es un equipo conectado a las tuberías en la parte superior, que a la vez que las sostiene, proporciona un sello entre ellas y permite controlar la producción del pozo. Por lo general el árbol de válvulas se conecta a la cabeza del pozo, resistiendo cualquier presión que exista en el pozo.

De manera general, el equipo instalado en la plataforma de un pozo productor es el siguiente:

- Colgadores de tubería de revestimiento
- Cabezales de tubería de producción
- Colgadores de tubería de producción
- Válvula de contrapresión
- Árbol de válvulas
- Brida adaptadora del cabezal
- Válvulas de seguridad y de tormenta
- Conexiones del árbol de válvulas
- Estranguladores

En la **Figura I.2.1**, se presenta el arreglo típico del árbol de válvulas.

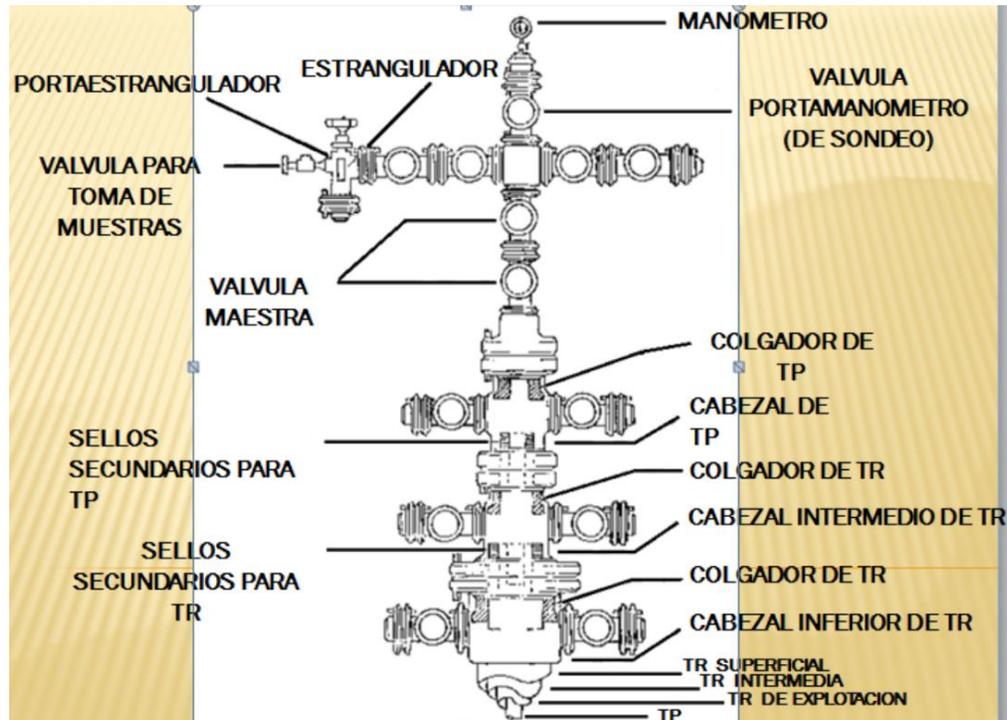


FIGURA I.2.1 ÁRBOL DE VÁLVULAS

Fuente: www.emaze.com/@AIOQCCLZ/Presentation-Name.

Los cabezales son los sistemas de bridas dobles, válvulas y adaptadores diversos que proporcionan el control de la presión al pozo de producción.

El cabezal del pozo se monta desde los colgadores superiores para la tubería de revestimiento y la tubería de producción u ofrece los medios para éstos. Esto proporciona efectivamente la terminación superior del pozo y provee una posición de montaje para el equipo de control de flujo de superficie o el árbol de válvulas como se muestra en la **Figura I.2.2**.

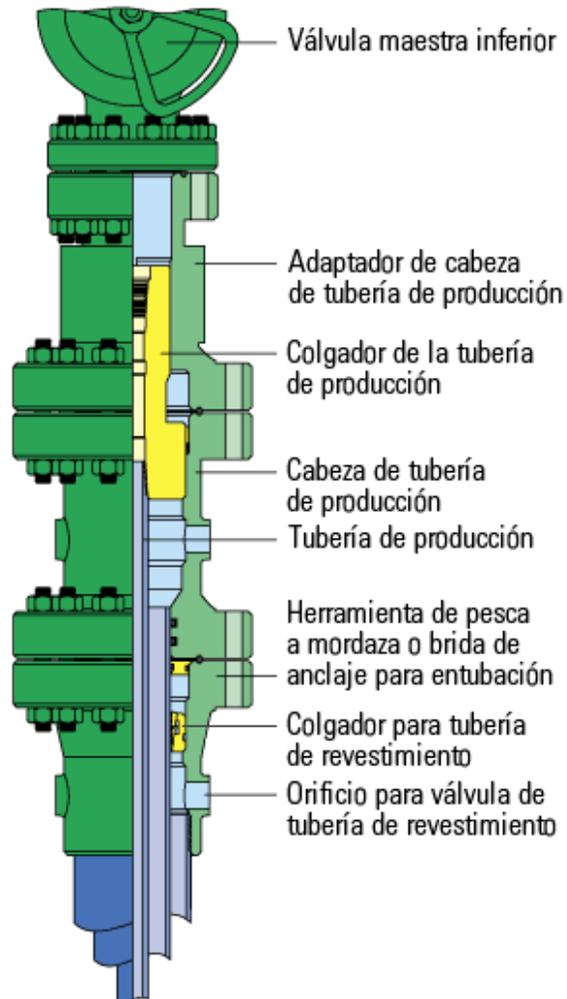


FIGURA I.2.2 CABEZAL DE POZO

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V, 2018.

La operación de un sistema de ductos, además de mantener el flujo normal de hidrocarburos en condiciones óptimas de volumen y presión para su transporte hacia los centros de destino, también se orienta a detectar y prever situaciones anormales en sus diferentes componentes, y ser los elementos para el desarrollo de los procedimientos de mantenimiento preventivo y correctivo funcionales.

En gran medida la eficacia de la operación y mantenimiento radica en la práctica de llevar a cabo registros y reportes, dirigidos a componentes específicos de importancia clave. La medición del flujo de hidrocarburos es un procedimiento indispensable, sobre todo cuando un tramo de tubería se somete a condiciones más exigentes respecto a las habituales, pues permite medir niveles de presión observados para ser comparados con el nivel máximo de presión permitido en cada caso, previniendo fallas en el flujo esperado del hidrocarburo, así como desperfectos por exceso de presión.

Cuando se realiza esta actividad, también es importante revisar el funcionamiento de los diferentes componentes de los medidores, con el fin de evitar posibles alteraciones en el abastecimiento del hidrocarburo.

Se estima que la producción de los 19 pozos de desarrollo, más los dos pozos a recuperarse resultaran en un promedio de producción de 80 MBPD de aceite y 110 MMPCD de Gas.

Durante la operación existe la posibilidad de utilizar químicos durante las diferentes etapas, los cuales se enlistan en la **Tabla I.2.1**, indicando cantidad aproximada mensual estimada de uso.

TABLA I.2.1 SUSTANCIAS QUÍMICAS UTILIZADAS

Nombre	Tipo de envase	Etapas	Cantidad mensual	¿Incluido en listado de actividades altamente riesgosas?
Sosa	Costal	Perforación y mantenimiento	125 kg	No
Arcilla natural	Costal		260 kg	No
Hidróxido de potasio	Costal		25 kg	No
Barita	Costal		5 kg	No
Cal	Costal		240 kg	No
Diésel	Tanque metálico	Instalación, perforación, mantenimiento y abandono	27 kg	No
Aceite	Tanque de plástico		18 litros	No
Pinturas y recubrimientos	Tanque de plástico	Mantenimiento	10 litros	No
Desengrasante	Tanque de plástico		20 litros	No
Nitrogeno	Tanque metálico	Perforación y mantenimiento	60 m ³	No

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V, 2018.

I.2.1. Hojas de seguridad

Las hojas de datos de seguridad (HDS) de los principales materiales y del crudo maya se incluyen en el **ANEXO VIII.2.9**, Sin embargo en la **Tabla I.2.1.1** se encuentran resumidos los principales riesgos.

TABLA I.2.1.1 DESCRIPCIÓN DE SUSTANCIAS UTILIZADAS

Sustancia	Riesgo	Incompatibilidad
AK-70	Produce gases tóxicos, irritación en ojos, piel y vías respiratorias	Ninguno
Triestearato de aluminio	Explosivo, Puede causar irritación de los ojos y las vías respiratorias	Oxidantes fuertes
Cloruro de amonio, TEC	Producción de gases tóxicos, Puede causar irritación de los ojos, la piel y las vías respiratorias	Bases fuertes, carbonatos alcalinos, plomo y sales de plata
Argón	Puede causar asfixia en altas concentraciones. La exposición al fuego puede causar la rotura o explosión de los recipientes	Ninguna
Barita	Irritación de ojos, la nariz, la garganta y los pulmones	Ninguna
Barofibre	Puede causar irritación de los ojos	Ninguna
BAROID granular 6 malla bentonita	Puede causar irritación de los ojos	Ninguna
BAROID granular 20 malla bentonita	Puede causar irritación de los ojos	Ninguna
BAROID granular 30 malla bentonita	Puede causar irritación de los ojos	Ninguna
Bicarbonato de sodio	Puede causar irritación de los ojos, la piel y las vías respiratorias	Ácidos fuertes
Lime	Puede causar la irritación de los ojos, la piel y las vías respiratoria	Ácidos fuertes
Bromuro de calcio	Puede causar irritación de los ojos, la piel y las vías respiratorias	Agua, potasio
Carbonato de calcio fino	Puede causar irritación de los ojos, la piel y las vías respiratorias	Agentes oxidantes, aluminio, amoniaco y amonio
Cloruro de calcio	Puede causar quemaduras en los ojos y la piel.	Ninguno
Carbonox mavern-grade	Irritación en ojos	Oxidantes fuertes bases fuertes
Caustic soda	Puede causar quemaduras en los ojos y la piel.	Acidos,peróxidos, compuestos halogenados, aluminio, plomo o zinc
Diésel	Formación de nieblas irritantes para bronquios y pulmones, irritante de la piel, incendio	Ácidos fuertes
Aceite crudo maya	Material altamente inflamable, se asocia con ácido sulfhídrico evite respirar sus vapores	Cloro, oxígeno concentrado, hipoclorito de sodio e hipoclorito de calcio
Oxígeno comprimido	Gas oxidante a alta presión	Asfalto, materiales inflamables, aceites y grasas, materiales combustibles
Nitrógeno comprimido	Es un asfixiante simple	Ninguno
Óxido de zinc	irritacion mecanica de los ojos, la nariz, la garganta y los pulmones	Magnesio

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V, 2018.

I.2.2. Almacenamiento

Debido a la filosofía de operación y el desarrollo presentado en el apartado *I.1 Bases de Diseño* y al tipo de proyecto que se tiene contemplado en esta fase, no se tiene considerado realizar ningún tipo de almacenamiento debido a que la distribución del hidrocarburo proveniente de los campos Ichalkil y Pokoch será extraído y enviado por medio de una red de ductos de diferentes diámetros y longitudes hacia los puntos de separación (Ichalkil A u Tumut-A) de aceite-gas-agua para poder realizar la medición de ellos y posteriormente transferir la producción. La fase de gas obtenida a partir de proceso de separación multietapa será enviado al centro de proceso en Litoral y en el caso de la fase aceite hacia a Dos Bocas donde se hará la recepción de la producción por terceros quienes se encargaran del manejo de los hidrocarburos.

Equipos de procesos auxiliares

El proyecto incluirá también, como parte de los servicios auxiliares principales, turbogeneradores de energía eléctrica, paneles solares que suministrarán energía eléctrica por medio de baterías solares o fotovoltaicas. Se prevé que la producción de crudo en dos fases se conduzca a centros de proceso costa fuera de PEMEX en la primera fase; por lo que, no se tendrá equipo dinámico de proceso instalado en las plataformas. Solo se tendrá tableros de control de pozos y de las variables del crudo enviado a proceso. Servicios adicionales de comunicación como un helipuerto en cada una de las plataformas (4 en total) se encontrarán disponibles. En la Fase 2 se prevé la instalación de equipo de bombeo de crudo y de compresión de gas para el transporte de los hidrocarburos. En esta Fase también se prevé la instalación de un modulo habitacional para la tripulación.

Dentro de los servicios requeridos por las instalaciones del proyecto en plataformas se incluye:

- La generación de energía eléctrica
- El suministro de agua de servicios y su descarga
- Sistema de drenaje.

A continuación, se describe los servicios generados por las instalaciones los cuales seran definidos a detalle en el momento de ejecución y se notificara a la autoridad en su momento para el desarrollo del proyecto.

Energía eléctrica

La energía eléctrica para la operación estándar será generada por turbogeneradores al igual que por celdas solares y almacenada en bancos de baterías.

La energía eléctrica, requerida para la perforación será suministrada por los motogeneradores de combustión interna del paquete de perforación, en donde la demanda máxima requerida será de 920 KW/h. Para los ductos no se requiere de energía eléctrica, excepto la empleada por los instrumentos, la cual será de 24 volts de corriente directa y se producirá con un banco de baterías que son cargadas con celdas fotovoltaicas.

Agua

La operación y mantenimiento serán realizados de manera intermitente; por lo que, el consumo de agua potable también será intermitente.

Las operaciones de mantenimiento mayor serán realizadas con apoyo de embarcaciones de mantenimiento, las cuales potabilizan el agua a bordo de la embarcación, y pueden tener un consumo de 3.8 m³/día de operación. Ese tipo de operaciones se estima realizar una vez por año y por períodos de 25-30 días para las 4 plataformas del proyecto.

Como parte de las operaciones del proyecto se generarán las siguientes salidas líquidas o efluentes:

Descarga de agua residual

Una vez utilizada, el agua residual de las plataformas de perforación pasará a través de una planta de tratamiento agua residual y posteriormente se descargará al mar. Las plataformas autoelevables de perforación cuentan con dos unidades separadoras de aceite/agua de capacidad de 44 galones/minuto (GPM), con un proceso que proporciona una descarga de agua tratada por debajo de las 15 ppm de contaminante. Igualmente cuentan con una planta tratadora de aguas negras (domesticas) marca Hamworthy, modelo ST8 Super Trident, con capacidad 11.84 m³/día. La descarga del agua de servicios del personal cumplirá con los criterios definidos por la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMARNAT-1996, que establece los límites máximos permisibles de descarga de aguas residuales en bienes nacionales o los que determine la Comisión Nacional de Agua (CONAGUA).

Descarga de aguas de formación (Congénita)

En términos generales, el hidrocarburo contiene sales y agua emulsionada, los cuales deben ser removidos antes de su refinación. En México se realiza la desalación y deshidratación del hidrocarburo mediante la separación del agua por campo eléctrico que debilita la barrera interfacial agua-aceite. Este proceso genera un efluente de agua residual, llamado agua congénita; su composición depende del tipo de petróleo que se extrae y procesa, crudo ligero o crudo Maya (pesado), así como de las técnicas de extracción: ascenso por bombeo o por inyección de gases, inundación con vapor, deshidratación con el uso de polímeros. Generalmente el agua congénita contiene sales inorgánicas en altas concentraciones e hidrocarburos. La disposición de este desecho es difícil por los peligros de salificación de los cuerpos receptores (agua o suelo) y por la presencia de compuestos tóxicos.

A continuación, la **Figura I.2.3.1**, muestra el esquema general de las actividades encaminadas a la extracción del aceite-gas y la identificación de la generación de agua de formación (congénita).

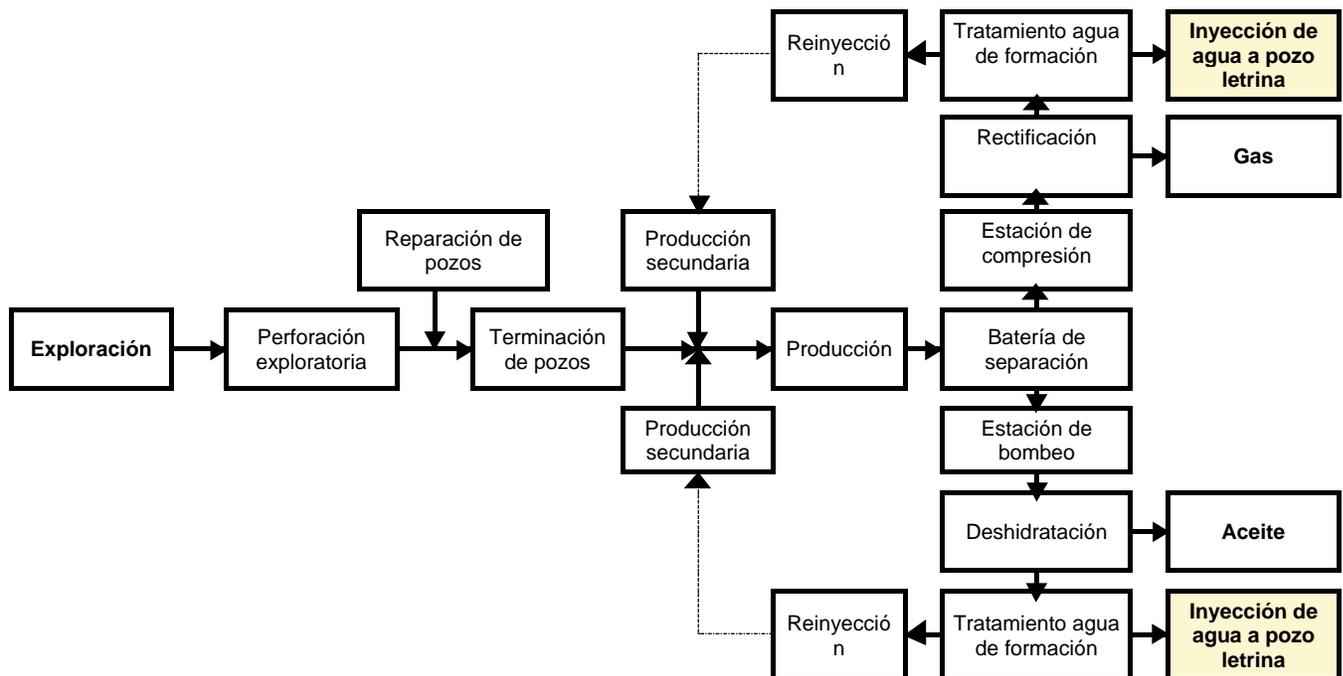


FIGURA I.2.3.1 ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN Y GENERACION DE AGUAS DE FORMACIÓN (CONGENITAS)

Fuente: Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), 2000.

Análisis: CSIPA S.A de C.V., 2018.

Ahora bien, en lo que se refiere a la disposición de las aguas congénitas producto del Proyecto Ichalkil-Pokoch, se tiene programado la perforación de un pozo para inyección de dicha agua en el campo Ichalkil como se muestra en la **Figura I.2.3.2**, en donde se identifican las zonas que son permeables en el campo.

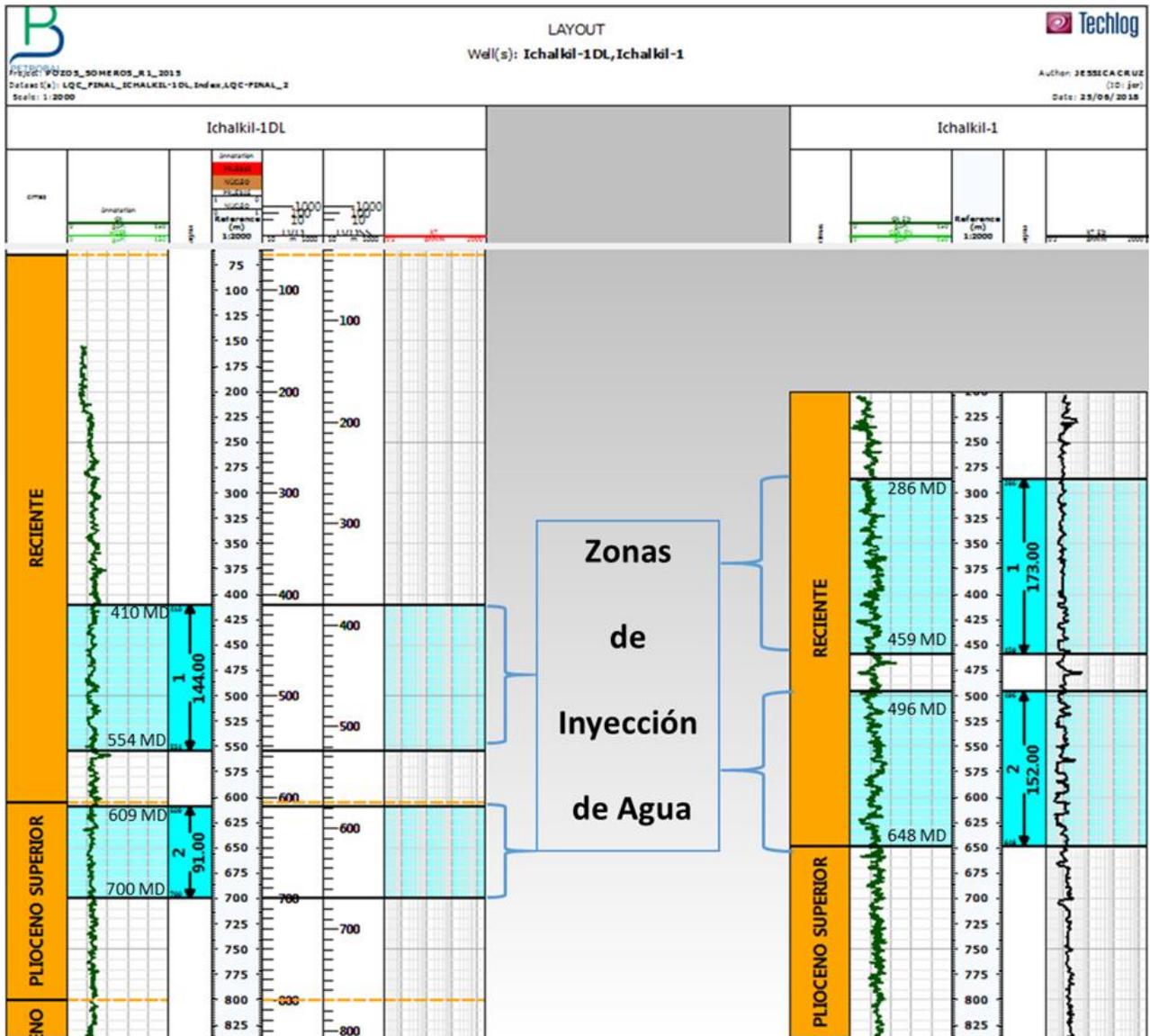


FIGURA I.2.3.2 ZONAS DE INYECCIÓN DE AGUA CAMPO ICHALKIL.

Fuente:
Análisis: CSIPA S.A de C.V., 2018.

En base a lo descrito anteriormente es importante mencionar que el pozo Ichalkil-1DEL (durante el periodo de evolución), se identificaron cuerpos de arenas superficiales donde se hace factible la inyección de agua de formación (congénita), las cuales son correlacionables a lo largo del campo tal como esta identificado en el pozo Ichalkil-1DEL que tiene del intervalo de 410 MD (metros desarrollados) a los 554 MD y de los 609 MD a los 700 MD y para el pozo Ichalkil-1 se tienen identificasos los intervalos de 286 MD a los 459 MD y de los 469 MD al 648 MD.

Esto da la muestra del rango de permeabilidad promedio por lo que se considera factible esta actividad y a su vez dando cumplimiento a las normativas ambientales que lo rigen (Norma Oficial Mexicana NOM-143-SEMARNAT-2003).

Tomando en cuenta la existencia de un cuerpo receptor de agua de inyección, en el presupuesto de inversión del Plan de Desarrollo, se ha incluido la perforación y terminación de este pozo.

El objetivo de la disposición de las aguas congénitas del Proyecto Ichalkil-Pokoch, mediante pozo letrina, puede contribuir para los siguientes propósitos:

- Evitar descargas de aguas residuales en aguas superficiales (descarga Cero)
- Incrementar la recuperación de hidrocarburos mediante la inundación o presurización de la línea de flotación del estrato oleoso.

Sistema de drenaje

Se contará con las siguientes redes de drenaje para el manejo de los residuos líquidos de las embarcaciones y plataformas de perforación que realicen trabajo en el proyecto:

Pluvial

Será colectado por tuberías en las áreas libres que están expuestas a la lluvia, como son la cubierta y techos de equipo expuesto al aire; esta agua será canalizada en los extremos de las cubiertas y escurrirá directo al mar.

Sanitario

Este tipo de drenaje estará conectado a los sanitarios, cocinas y comedores para recolectar las aguas negras generadas por el consumo humano, y posteriormente ser transportado a la planta de tratamiento de agua residual.

Aceitoso

Serán los remanentes de agua y aceite generados en áreas donde se manejan aceites, grasas y diésel, como son en los cuartos de maquinaria, de almacenamiento de diésel y en las charolas de los equipos mecánicos.

Esa agua será tratada en las unidades de separación de aceite para su tratamiento previo a su disposición al mar, como se indicó arriba.

I.2.3. Pruebas de verificación

I.2.3.1. Prueba hidrostática

Cuando se concluye el tendido y junta de la tubería, se procede a evaluar la integridad del sistema mediante una prueba de hermeticidad; por medio de bombas, mangueras y medidores, los tubos se llenan con agua de mar filtrada, evitando la formación de bolsas de aire.

Previo a la puesta en operación de los ductos, se requiere realizar pruebas de su integridad mecánica, que se efectúa llenando con agua marina el ducto, sometiéndolo a los máximos esfuerzos de presión para lo que son diseñados y determinar si presentan alguna falla en las uniones o daños en los materiales; el volumen de agua es bajo con respecto a la disponibilidad del medio, por lo que no se espera que tengan algún efecto a nivel regional el uso de este recurso. Una vez que son terminadas las pruebas, se procede a desalojar el agua en el mismo mar; cabe señalar que debido a que los ductos no se han utilizado para el transporte del crudo, el agua no tendrá algún contaminante.

De acuerdo con la Ley de Aguas Nacionales y al alcance del proyecto, se hará referencia de los artículos: el Artículo 2. Las disposiciones de esta Ley son aplicables a las aguas de zonas marinas mexicanas en tanto a la conservación y control de su calidad, sin menoscabo de la jurisdicción o concesión que las pudiere regir, Artículo 17 “No se requerirá concesión para la extracción de aguas marinas interiores y del mar territorial, para su explotación, uso o aprovechamiento, salvo aquellas que tengan como fin la desalinización, las cuales serán objeto de concesión” y Artículo 20 “De conformidad con el carácter público del recurso hídrico, la explotación, uso o aprovechamiento de las aguas nacionales se realizará mediante concesión o asignación otorgada por el Ejecutivo Federal a través de "la Comisión" por medio de los organismos de cuenca, o directamente por ésta cuando así le competa, de acuerdo con las reglas y condiciones que dispone la presente Ley y sus Reglamentos.

Las concesiones y asignaciones se otorgarán después de considerar a las partes involucradas, y el costo económico y ambiental de las obras proyectadas, ya que No se llevará a cabo la explotación de aguas nacionales que requieran de concesión durante el proyecto, el cual solo demandará una cantidad de agua durante la construcción y durante el arranque de operación de manera para la realización de pruebas hidrostáticas utilizando de mar filtrada.

Sin embargo se asegurará que los volúmenes de agua que se utilicen para satisfacer las necesidades del proyecto provendrán única y exclusivamente de concesionarios reconocidos por la CONAGUA. El agua de las pruebas hidrostáticas será tratada en la planta de tratamiento de la plataforma y dispuesta una vez que cumpla con la NOM-001-SEMARNAT-1996. Esta condición se monitoreará durante las pruebas hidrostáticas.

I.2.3.2. Protección anticorrosión

Como parte de las medidas preventivas para evitar un evento de riesgo en las instalaciones, se proponen más no se limitará a las siguientes actividades, las cuales quedarán implementadas y establecidas en los procedimientos que para tal caso se requieran:

Protección mecánica de 5 a 7.6 cm de espesor de lastre, el cual consiste en capas de material anticorrosivos, mallas de alambre de acero electro forjado, concreto y granalla metálica, el cual también asegura su estabilidad hidrodinámica.

En las plataformas como parte del mantenimiento se considera las acciones de:

- Aplicación de recubrimiento anticorrosivo para zona de mareas.
- Recubrimiento anticorrosivo de elementos de la superestructura.
- Protección anticorrosiva de ductos ascendentes.
- Monitoreo del sistema de protección catódica

En la subestructura, se llevan a cabo evaluaciones dos veces al año en lo referente a la protección catódica, haciendo correcciones necesarias a los ánodos, revisión y aplicación del recubrimiento anticorrosivo para zona de mareas y para la zona externa.

I.2.3.3. Radiografiado

El tendido se realiza en una barcaza adecuada para tubos de gran diámetro y de considerable longitud, apoyada con un chalán de carga.

Previo a efectuar la soldadura, se coloca un alineador interior en los extremos de los tubos. La calidad de la soldadura es verificada por medio de una unidad de rayos-X; en caso de existir fallas que requieran reparación, éstas se efectúan en la estación de soldadura ubicada al final de la rampa de lanzamiento.

I.3. Condiciones de operación

Para la operación de los campos Ikachil y Pokoch aún no se cuenta con los datos de la ingeniería de detalle para definir a qué condiciones de operación estarán operando los equipos a instalar (separador, bombas, compresores), todo dependerá de la producción de los pozos y de la relación aceite gas, lo cual al realizarse la ingeniería de detalle se podrá contar con dichos datos.

En las **Tabla I.3.1** y **Tabla I.3.2** se presentan las condiciones de operación registradas de los pozos Pokoch 1DEL y pozo Ichalkil 2DEL.

Para la Fase 1 del proyecto, solo existe el separador, posteriormente pasa por el sistema de medición y a la salida de este se junta nuevamente el aceite y el gas, por lo cual se considera la misma composición, durante esta etapa el flujo se considera de 50% Ichalkil y 50% Pokoch en volumen.

TABLA I.3.1 PRODUCCIÓN EN ICHALKIL

Fecha	Est (Pulg)	Qo (bpd)	Qg (MMPcd)	Qw (bpd)	Pcab (psia)	Temp Sup (F°)	Temp fondo (F°)	Pwf@NMD (psia)	Gradvedad API°
30/09/2017	32/64"	4630	11.256	25	4248	230	319	8504	--
11/10/2017	0	0	-	-	3548	104	326	9276	38-40

Nota: Est: Estrangulador, Qo: Gasto de aceite, Qg : Gasto de gas, Qw :Gasto de agua, Pcab :Presión de cabezal, Pwf: Presión de fondo.
Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V, 2018.

TABLA I.3.2 PRODUCCIÓN EN POKOCH

Fecha	Est (Pulg)	Qo (bpd)	Qg (MMPcd)	Qw (bpd)	Pcab (psia)	Temp Sup (F°)	Temp fondo (F°)	Pwf@NMD (psia)	Gradvedad API°
05-06/12/17	28/64"	2598	5.375	122	2347	145	301	6332	34.15
08/12/17	0	0	-	-	2018	98	301	6477	

Nota: Est: Estrangulador, Qo: Gasto de aceite, Qg : Gasto de gas, Qw :Gasto de agua, Pcab :Presión de cabezal, Pwf: Presión de fondo.
Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V, 2018.

En Fase 2 la proporción de producción será de un 22% de volumen de Pokoch y un 78% de volumen de Ichalkil como se muestra en la **Tabla I.3.3**.

TABLA I.3.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN FASE 2

Condiciones después del bombeo		Condiciones después del compresor	
Presión (Kg/cm ²)	65.8	Presión (Kg/cm ²)	90
Temperatura (°C)	34	Temperatura (°C)	38.4
Qo(MBPD)	73.5	Qo(MMSCBFD)	104.4

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V,2018

I.3.1. Especificación del cuarto de control

Para la etapa de desarrollo del proyecto y en función de las características de operación y administración de las actividades se prevé un cuarto de control en el cual los operadores harán el monitoreo y control de la producción, al igual que, la supervisión de todos los sistemas de proceso y de seguridad industrial.

I.3.2. Sistema de aislamiento

I.3.2.1. Contención de Derrames

En el Reglamento Ley General para la Prevención y Gestión Integral de Residuos Peligrosos, Artículo 82, se establece que las áreas de almacenamiento de residuos peligrosos de pequeños y grandes generadores, así como de prestadores de servicios deberán cumplir con las condiciones siguientes, además de las que establezcan las normas oficiales mexicanas para algún tipo de residuo en particular:

I. Condiciones básicas para las áreas de almacenamiento:

- a) Estar separadas de las áreas de producción, servicios, oficinas y de almacenamiento de materias primas o productos terminados
- b) Estar ubicadas en zonas donde se reduzcan los riesgos por posibles emisiones, fugas, incendios, explosiones e inundaciones
- c) Contar con dispositivos para contener posibles derrames, tales como muros, pretilas de contención o fosas de retención para la captación de los residuos en estado líquido o de los lixiviados
- d) Cuando se almacenan residuos líquidos, se deberá contar en sus pisos con pendientes y, en su caso, con trincheras o canaletas que conduzcan los derrames a las fosas de retención con capacidad para contener una quinta parte como mínimo de los residuos almacenados o del volumen del recipiente de mayor
- e) Contar con pasillos que permitan el tránsito de equipos mecánicos, eléctricos o manuales, así como el movimiento de grupos de seguridad y bomberos, en casos de emergencia
- f) Contar con sistemas de extinción de incendios y equipos de seguridad para atención de emergencias, acordes con el tipo y la cantidad de los residuos peligrosos almacenados;
- g) Contar con señalamientos y letreros alusivos a la peligrosidad de los residuos peligrosos almacenados, en lugares y formas visibles

- h) El almacenamiento debe realizarse en recipientes identificados considerando las características de peligrosidad de los residuos, así como su incompatibilidad, previniendo fugas, derrames, emisiones, explosiones e incendios.
- i) La altura máxima de las estibas será de tres tambores en forma vertical.

Por lo que se tendrán disponibles los equipos de respuesta para caso de derrames, tales como paños absorbentes, agentes neutralizantes y extintores, así como los respectivos manuales de uso, charolas de contención y de capacidad suficiente para la captación de derrames o de lixiviados provenientes de los residuos.

En el caso muy poco probable de la pérdida parcial o completa de inventario de combustible de la embarcación o después de la rotura de los tanques de los buques por colisión, el tamaño máximo del derrame posible sería la pérdida total del combustible de los buques. Los derrames de este tipo solo se producen como resultado de la pérdida catastrófica de la integridad del casco, del fracaso completo del sistema de contención de combustible de los barcos o de fugas durante la recarga de combustible. Estos accidentes son extremadamente raros debido a los sistemas de navegación a bordo y los procedimientos de seguridad implementados en las embarcaciones. En cualquiera de los casos, las barcas contarán con tarimas y charolas anti-derrames debajo de los equipos o tanques que pudieran sufrir algún derrame. Cualquier derrame será contenido y dispuesto en tierra en centros autorizados para tal fin.

I.3.2.2. Incendio, explosión y toxicidad

El proyecto contará con un sistema fijo contra incendios, incluidos medios de detección y supresión, así como alarmas que cumplirán con las secciones aplicables de la edición actual de la Asociación Nacional de Protección contra Fuego (NFPA, por sus siglas en inglés) para sistemas de protección contra incendio de instalaciones costa fuera.

En el **Anexo VIII.2.9** se muestran algunos ejemplos de los planos de contraincendios y seguridad que serán y utilizados para las actividades de desarrollo del proyecto.

I.4. Análisis y evaluación de riesgos

I.4.1. Antecedentes de accidentes e incidentes

Para determinar los antecedentes de accidentes e incidentes con relación a la operación de plataformas petroleras marinas, se realizó una investigación de la información públicamente accesible y bases de datos disponibles acerca de accidentes e incidentes en la industria petrolera.

De acuerdo con la base de datos WOAD2, por sus siglas en inglés, la cual es una recopilación de información sobre 6,451 accidentes que han ocurrido en la industria del petróleo y gas en alta mar, desde 1970 hasta 2012. Se menciona que contiene información principalmente del Mar del Norte (57%) y el Golfo de México (26%) y en menor proporción de otras partes del mundo (17%), como se muestra en la **Tabla I.4.1.**

TABLA I.4.1. TIPO DE ACCIDENTES Y TIPO DE UNIDAD (EN TODO EL MUNDO DE 1970 A 2012)

Tipo de unidad	Accidente	Incidente	Casi accidente	Evento insignificante	Total
Isla artificial	2	1	0	0	3
Barcaza (no de perforación)	63	34	2	1	100
Estructura de concreto	83	432	78	138	731
Barcaza de perforación	66	22	0	2	90
Barco de perforación	95	75	3	4	177
Equipo asistente de perforación	10	4	0	1	15
Quemador	1	0	0	1	2
Unidad flotante de producción, almacenamiento	25	102	9	32	168
Helicóptero	243	19	13	3	278
Plataforma tipo Jacket ³	746	916	128	259	2,049
Autoelevable	577	219	13	35	844
Boya de carga	13	19	2	5	39
Unidad móvil (no equipo de perforación)	18	3	0	0	21
Otros	0	2	0	1	3
Otras estructuras fijas	4	6	0	2	12

TABLA I.4.1. TIPO DE ACCIDENTES Y TIPO DE UNIDAD (EN TODO EL MUNDO DE 1970 A 2012)

Tipo de unidad	Accidente	Incidente	Casi accidente	Evento insignificante	Total
	145	115	1	4	265
Tubería Semi-sumergibles	306	663	151	123	1243
Tubería Sumergibles	19	5	0	1	25
Instalación submarina	4	8	0	2	14
Plataforma de tipo TLP	14	137	24	30	205
Estructura de soporte de pozo	127	36	2	2	167

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V., 2018.

I.4.1.1. Incidentes de derrame de hidrocarburos de PEMEX

De acuerdo con PEMEX, los siguientes derrames mostrados en la **Tabla I.4.2** han tenido lugar en aguas de jurisdicción federal. La información fue tomada de los reportes anuales de la paraestatal en materia de seguridad, salud y medio ambiente

TABLA I.4.2 INCIDENTES DE DERRAME DE HIDROCARBUROS DE PEMEX

Fecha	Nombre de la instalación	Ubicación	Ubicación	Cantidad
3 Junio 1979	Ixtoc I pozo exploratorio	Localizado en el Golfo de México, a 965 km al sur de Texas y 94 km de la Cd del Carmen	La empresa PEMEX estaba perforando a una profundidad de 3.63 km un pozo de petróleo, cuando se perdió la barrena y la circulación de lodo de perforación. Debido a esto, se perdió la estabilidad y hubo una explosión de alta presión la cual provoco reventón. El petróleo entro en ignición, debido a una chispa y la plataforma colapso	3.3 millones de barriles de crudo
1999	-	-	El petróleo alcanzo zonas costeras. El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, reporta que el 3% de los derrames registrado durante las actividades de 1999 por PEMEX Exploración y Producción se presentaron en el Mar.	-
2000	-	-	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, reporta que el 7% de los derrames registrado durante las actividades de 2000 por PEMEX Exploración y Producción se presentaron en el Mar	-
2001	-	-	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, reporta que el 3% de los derrames registrado durante las actividades de	-

TABLA I.4.2 INCIDENTES DE DERRAME DE HIDROCARBUROS DE PEMEX

Fecha	Nombre de la instalación	Ubicación	Ubicación	Cantidad
			2001 por PEMEX Exploración y Producción se presentaron en el Mar	
2002	-	-	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, reporta que el 1% (200 toneladas) de los derrames registrado durante las actividades de 2002 por PEMEX Exploración y Producción se presentaron en el Mar	-
2003	-	-	De acuerdo con el informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, para el año	1022 barriles de hidrocarburos, relacionados con los 72 derrames
2006	-	-	De acuerdo con el informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, para el año 2006 se registraron 51 derrames de hidrocarburos en el mar	-
24 de octubre de 2007	Pozo KAB 121	Ubicada a 32 km de la terminal marítima dos bocas en el municipio de paraíso	El mal tiempo provoco que la plataforma autoelevable Usumacinta chocara contra la Kab-121 que perforaba el pozo Kab 103. Ocasionando que se rompiera el árbol de válvulas provocando un derrame de petróleo y gas natural	-
2011	-	-	De acuerdo con al Informe de Responsabilidad Social de PEMEX, para el año 2011 se registraron 12 derrames de hidrocarburos en el mar.	Un total de 40 barriles por los 12 eventos
24 de agosto de 2012	Monoboya núm. 3	Costa pacifico del Oaxaca	El hundimiento de la monoboya número 3, inhabilitada desde 2008, derramo petróleo al mar en salina cruz	Mil litros de petróleo

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V, 2018.

I.4.2. Metodologías de identificación y jerarquización

En el presente capítulo se describirán las metodologías utilizadas para realizar la identificación de riesgos.

I.4.2.1. Listas de verificación.

Un análisis de Lista de verificación usa una lista de puntos de un procedimiento para verificar el estado de un sistema. Las listas de verificación varían ampliamente su nivel de detalle y son frecuentemente usadas para indicar el cumplimiento con estándares y políticas. El Análisis Lista de verificación es fácil de usar y puede ser aplicado a cualquier etapa del tiempo de vida de un proceso. Las listas de verificación pueden ser usadas para familiarizar al personal inexperto con el proceso por comparación de los atributos del proceso con varios requerimientos de la lista de verificación. Las listas de verificación además proveen una base común para la revisión por parte de la dirección de las evaluaciones del analista de un proceso u operación.

Una lista de verificación detallada provee las bases para una evaluación estándar de los peligros de un proceso. Puede ser tan extenso como necesario para satisfacer una situación específica, pero debe ser aplicada rigurosamente para identificar problemas que requieren mayor atención. Las listas de verificación de peligros genéricas son frecuentemente combinadas con otras metodologías de evaluación de riesgos para evaluar situaciones peligrosas. Las listas de verificación están limitadas por la experiencia del autor; por lo tanto, estas deben ser desarrolladas por autores que tengan amplia experiencia con el sistema que se está analizando. Frecuentemente, las listas de verificación son creadas por simple organización de la información a partir de códigos, estándares y regulaciones. Las listas de verificación deben ser vistas como documentos de vida y deben ser auditadas y actualizadas regularmente.

Muchas organizaciones usan listas de verificación estándares para controlar el desarrollo de un proyecto, desde el diseño inicial hasta el desmantelamiento de la planta. La lista de verificación completa debe ser aprobada por varios miembros del personal y directivos antes de que un proyecto se pueda mover a la siguiente etapa. En este sentido, la lista de verificación sirve como medio de comunicación y como forma de control.

Utiliza una relación de temas o puntos específicos para verificar el estado de un sistema con una referencia externa, identifica tipos de riesgos conocidos, deficiencias de diseño y situaciones potenciales de accidentes asociados con el proceso y su operación común. Esta técnica también puede utilizarse para evaluar materiales, equipos o procedimientos.

Esta metodología hace uso de la experiencia acumulada por una organización industrial y está limitado por la experiencia de sus autores.

I.4.2.2. ¿Qué pasa sí?

La metodología de Análisis ¿Qué pasa sí? tiene el enfoque de una lluvia de ideas en la cual el grupo multidisciplinario familiarizado con el proceso formula preguntas o manifiesta preocupaciones acerca de posibles eventos indeseados. Este análisis no es un proceso estructurado como algunas otras metodologías. En su lugar, este requiere que el analista adapte el concepto básico a la aplicación específica. Muy poca información se ha publicado acerca del método de Análisis ¿Qué pasa sí? o de su aplicación. De cualquier forma, es frecuentemente utilizado por la industria en sus etapas tempranas o durante la vida de un proceso y tiene buena reputación entre aquellos especialistas que lo aplican.

El concepto del Análisis ¿Qué pasa sí? anima al grupo de evaluación de riesgos a pensar en preguntas que empiecen con “¿Qué pasa si ...?”. Cualquier proceso puede ser manifestado, aun si no es parafraseado como pregunta. Por ejemplo:

Me preocupa entregar el material equivocado

¿Qué pasa si la bomba A detiene su funcionamiento durante el arranque?

¿Qué pasa si el operador abre la válvula B en lugar de la válvula A?

Generalmente, se registran todas las preguntas y luego éstas se dividen dentro de áreas específicas de investigación (generalmente relacionadas con las consecuencias de interés), como la seguridad eléctrica, protección contra incendios o seguridad del personal. Cada área es subsecuentemente direccionada a un equipo de una o más personas expertas. Las preguntas se formulan en base a la experiencia y aplicando los diagramas y descripciones de procesos existentes. Para una planta en operación, la investigación incluye entrevistas con el personal de la planta no representado en el grupo multidisciplinario de evaluación de riesgos. Puede no haber un patrón específico u orden para las preguntas, a menos que el líder suministre un patrón lógico como una división del proceso dentro de sistemas funcionales. Las preguntas pueden direccionarse a cualquier condición no normal relacionada con la planta, no solo componentes de falla o variaciones de proceso.

I.4.2.3. Análisis de Consecuencias.

Se entiende por análisis de consecuencias la evaluación cuantitativa de la evolución espacial y temporal de las variables físicas representativas de los fenómenos peligrosos en los que intervienen sustancias peligrosas, y sus posibles efectos sobre las personas, el medio ambiente y los bienes, con el fin de estimar la naturaleza y magnitud del daño.

El Análisis de Consecuencias de incendios, explosiones y nubes tóxicas es una metodología de Análisis de Riesgos que permite estimar la medida de los efectos esperados de la ocurrencia de un evento potencialmente peligroso.

Mediante el análisis de consecuencias permite estimar los posibles daños debido a la pérdida de control sobre sustancias peligrosas.

Los diversos tipos de accidentes graves a considerar en las instalaciones en las que haya sustancias peligrosas, pueden producir determinados fenómenos peligrosos para las personas, el medio ambiente y los bienes materiales:

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

La metodología usada en el presente estudio se sustenta con lo establecido en la **Tabla I.4.3** donde se muestra el uso típico de las metodologías de acuerdo con la etapa de vida del proceso o proyecto, aunque en ocasiones en alguna de estas etapas se puede utilizar más de una metodología.

TABLA I.4.3 METODOLOGÍAS DE ACUERDO A LA ETAPA DE VIDA DEL PROCESO

Etapa	Lista de Verificación	¿Qué pasa sí?	¿Qué pasa sí? / Lista de Verificación	FMEA	HAZOP	AAE	AAF	AC
Investigación y desarrollo								
Diseño conceptual	✓	✓	✓					
Operación de planta piloto	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Ingeniería de detalle	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Construcción y arranque	✓	✓	✓					
Operación rutinaria	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Expansión o modificación	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Desmantelamiento	✓	✓	✓					

AAE: ANÁLISIS DE ÁRBOLES DE EVENTOS; AAF: ANÁLISIS DE ÁRBOLES DE FALLAS; AC: ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS.
FUENTE: GUÍAS TÉCNICAS PARA REALIZAR ANÁLISIS DE RIESGOS DE PROCESO 800-16400-DCO-GT-75.

De acuerdo a las características operativas del proceso y a las características de su entorno se establece que la técnica más adecuada para la identificación de riesgos asociados a las actividades críticas de operación del “**Proyecto Integral de Extracción Ichalkil-Pokoch**”, es la metodología “¿Qué pasa si...?” (What if...?).

I.4.2.4. Sesiones de identificación de riesgos

El desarrollo de la Identificación de Riesgos mediante “¿Qué pasa sí...?”, se llevó a cabo durante el periodo del **7 y 15 de Mayo de 2018**, en la Oficina Matriz de la empresa Fieldwood, ubicada en la Houston, Texas, Estados Unidos de América, con la participación del Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos formado por personal de la empresa Fieldwood, especialistas en operación y seguridad industrial, así como personal especialista en la conducción de las técnicas de identificación de riesgos por parte de CSIPA.



El enfoque del análisis de riesgo se dirigió hacia la identificación y evaluación de las causas y consecuencias de eventos no deseados, que potencialmente puedan afectar la seguridad del proceso, y derivado de ello al personal, medio ambiente y perdidas/daños a la empresa, lo anterior aunado a la identificación de las protecciones existentes, permite determinar la pertinencia de la aplicación de medidas adicionales, que conlleven a la operación segura de los procesos involucrados.

I.4.2.5. Descripción de la metodología ¿Qué pasa sí...?

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

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

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

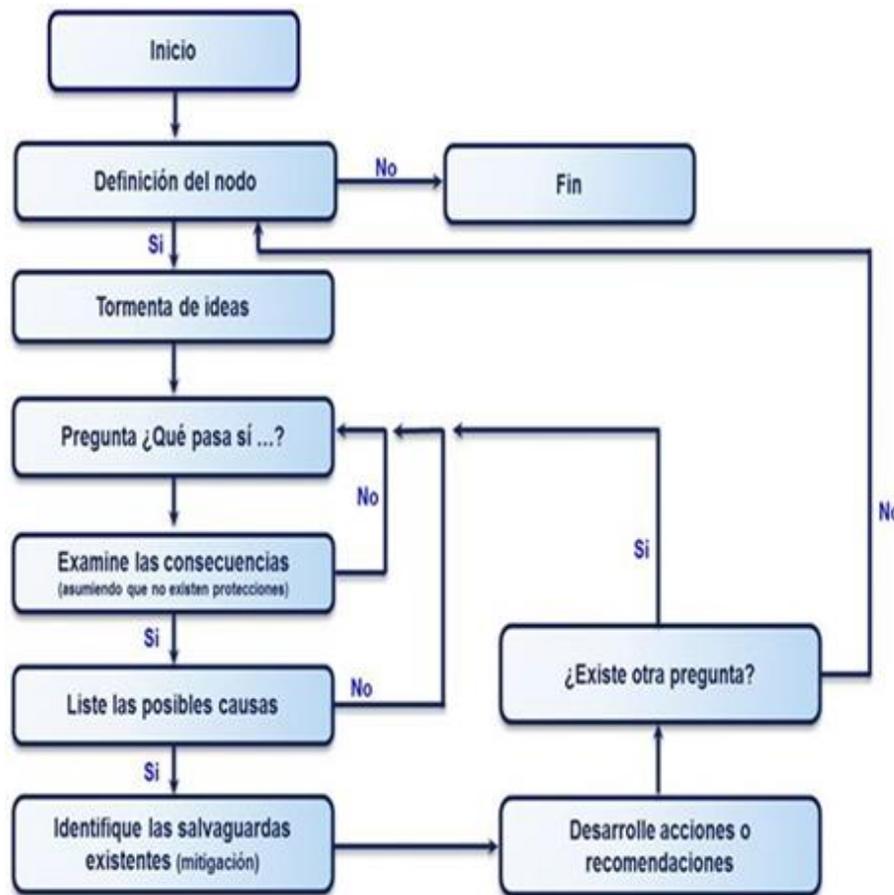
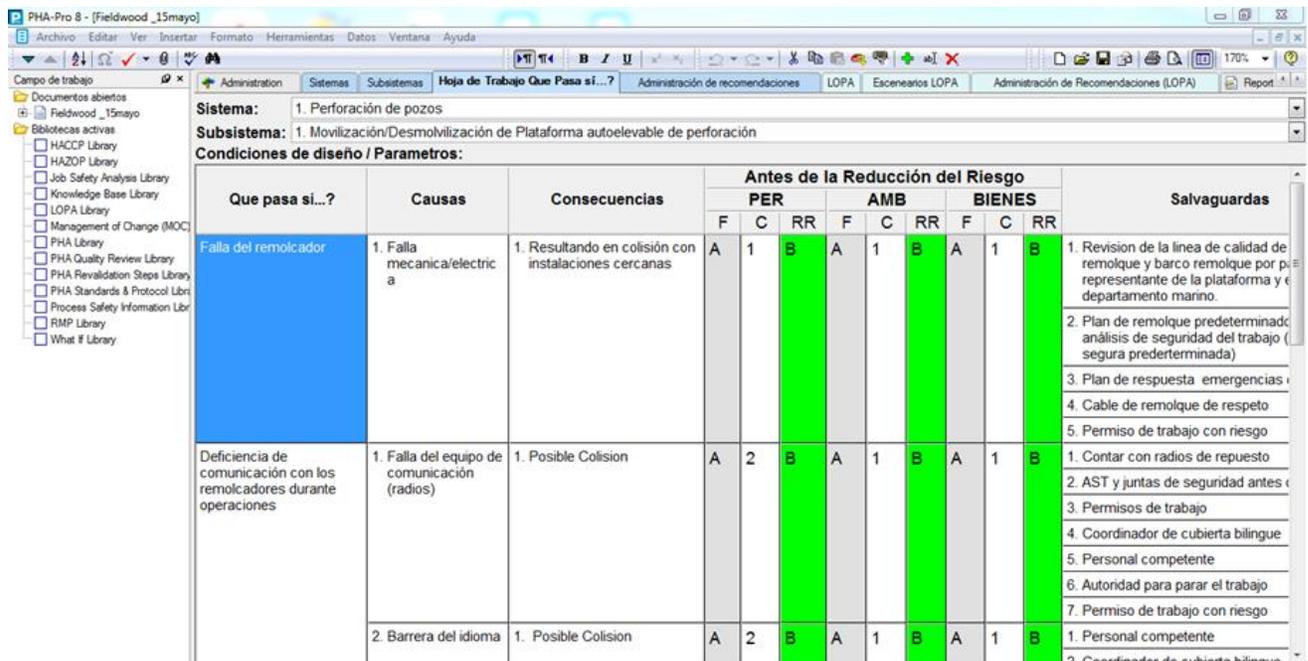


FIGURA I.4.1 SECUENCIA DE LA METODOLOGÍA ¿QUÉ PASA SÍ...?

Fuente: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

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

La documentación de los resultados del desarrollo de la aplicación de la técnica de identificación de riesgos se realizó con el software PHA-Pro, el formato utilizado se muestra en la **Figura I.4.2**.



Que pasa sí...?	Causas	Consecuencias	Antes de la Reducción del Riesgo									Salvaguardas
			PER			AMB			BIENES			
			F	C	RR	F	C	RR	F	C	RR	
Falla del remolcador	1. Falla mecánica/electrica	1. Resultando en colisión con instalaciones cercanas	A	1	B	A	1	B	A	1	B	1. Revisión de la línea de calidad de remolque y barco remolque por representante de la plataforma y departamento marino. 2. Plan de remolque predeterminado análisis de seguridad del trabajo (seguro predeterminado) 3. Plan de respuesta emergencias 4. Cable de remolque de respeto 5. Permiso de trabajo con riesgo
Deficiencia de comunicación con los remolcadores durante operaciones	1. Falla del equipo de comunicación (radios)	1. Posible Colision	A	2	B	A	1	B	A	1	B	1. Contar con radios de repuesto 2. AST y juntas de seguridad antes 3. Permisos de trabajo 4. Coordinador de cubierta bilingue 5. Personal competente 6. Autoridad para parar el trabajo 7. Permiso de trabajo con riesgo
	2. Barrera del idioma	1. Posible Colision	A	2	B	A	1	B	A	1	B	1. Personal competente 2. Coordinador de cubierta bilingue

FIGURA I.4.2 PLANTILLA PARA EL DESARROLLO DE LA IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

Fuente: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En el **Anexo VIII.2.9** se encuentra el reporte completo del presente análisis What If...?

Para el llenado de la información solicitada en el formato para la metodología ¿Qué pasa sí...?, se consideraron los siguientes criterios

Equipo o sistema: Considera la división del proceso en equipos típicos o sistemas funcionales de acuerdo con la filosofía del proceso.

Intención de diseño: Representa las características o función para la cual fue diseñado el proceso o sistema.

Condiciones de operación: Estos se obtuvieron de los datos presentados en la descripción del proceso.

Causa: Indican los eventos más probables o razones que pueden originar una desviación del proceso o sistema.

Consecuencia: Los resultados o afectaciones, por la presencia de una desviación al proceso.

Salvaguardas: Representan las bondades y flexibilidad del proceso con fundamento en sistemas de ingeniería o controles administrativos, que previenen las causas o reducen las consecuencias de la desviación.

Recomendaciones: Representan las adecuaciones en materia de ingeniería, cambios en la filosofía del proceso, derivadas del consenso multidisciplinario del personal que participó en las sesiones del HAZOP; pudiendo requerirse estudios posteriores para su implementación.

I.4.2.6. Categorías de probabilidad y consecuencia

La ponderación o evaluación de los escenarios de riesgo identificados se llevó a cabo durante las reuniones con el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos, a efecto de aprovechar el conocimiento del personal operativo del centro de trabajo.

La ponderación de riesgos consiste en asignar valores estimados de frecuencia y severidad de consecuencias a los escenarios de riesgo identificados con base en la experiencia del personal y la ocurrencia de eventos similares que se hubiesen presentado durante los años de operación de la instalación, lo anterior sin considerar la acción de las salvaguardas, se emplean las categorías de frecuencia y consecuencias, contemplando cuatro rubros de afectación:

PER: Afectación a seguridad del personal.

MA: Afectación al ambiente

PERD/DAÑO: Perdida y daño a la empresa.

Dichas categorías de frecuencia y consecuencias se presentan en la **Tabla I.4.4** y la **Tabla I.4.5**, respectivamente:

TABLA I.4.4 CATEGORÍAS DE CONSECUENCIA

		seguridad	Medio ambiente	Instalación
5	Catastrófica	Múltiples fatalidades	Respuesta a derrame externa requerida (cooperación local). Impacto de largo plazo, limpieza (más de 5 años)	Más de 200 MDD
4	Critica	Una fatalidad o lesión /enfermedad incapacitante permanente	Respuesta a derrame externa requerida (cooperación local). Impacto de largo plazo, limpieza (2-5 años)	De 100 a 200 MDD
3	Mayor	Lesión o enfermedad con pérdida de tiempo	Respuesta al derrame requerida por parte de la compañía. Impacto de corto plazo, localizado, la limpieza lleva hasta dos años	De 50 a 100 MDD
2	Seria	Alteración en el trabajo o tratamiento médico por lesión/enfermedad	Evento reportable	De 10 A 50 MDD
1	Meno	Lesión o enfermedad que requiera primeros auxilios	Evento no reportable	Hasta 10 MDD

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V, 2018.

TABLA I.4.5 CATEGORÍAS DE FRECUENCIA

Clasificación	Tipo	Criterios
1	Remota	<5% Probabilidad muy baja
2	Improbable	5%-20% Probabilidad Baja
3	Posible	20%-50% Probabilidad alta
4	Probable	50-80% Probabilidad Alta
5	Frecuente	> 80% Probabilidad MuyAlta

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V, 2018.

I.4.2.7. Matriz de riesgo

La jerarquización y evaluación de riesgo se realiza mediante la utilización de la “Matriz de Riesgos” en base al Impacto de las consecuencias (Ligero, Menor, Moderado, Serio y Mayor) y frecuencia (Poco probable, Probable, Raro, Poco frecuente y Muy Frecuente). En la **Figura I.4.3** se muestra la matriz para evaluar los riesgos al Personal, Medio ambiente y Perdidas/daños a la empresa

				PROBABILIDAD /FRECUENCIA				
				A	B	C	D	E
				Remota:	Improbable :	Posible:	Probable:	Frecuente
				Probabilidad Muy baja <5%	Probabilidad Baja 5-20%	Probabilidad Media 20-50%	Probabilidad Alta 50-80%	Probabilidad Muy Alta > 80%
Seguridad	Medio ambiente	Instalación	Severidad	Probablemente no ocurrirá	Es poco probable que ocurra	Podría ocurrir	Probablemente ocurra	Muy probablemente ocurrirá
Múltiples fatalidades	Respuesta a derrame externa requerida (cooperación local). Impacto de largo plazo, limpieza (más de 5 años)	Más de 200 MDD	5 "Catastrófica"	M	M	A	A	A
Una fatalidad o lesión /enfermedad incapacitante permanente	Respuesta a derrame externa requerida (cooperación local). Impacto de largo plazo, limpieza (2-5 años)	De 100 a 200 MDD	4 "Crítica"	B	M	M	A	A
Lesión o enfermedad con pérdida de tiempo	Respuesta al derrame requerida por parte de la compañía. Impacto de corto plazo, localizado, la limpieza lleva hasta dos años	De 50 a 100 MDD	3 "Mayor"	B	B	M	M	A
Alteración en el trabajo o tratamiento médico por lesión/enfermedad	Evento reportable	De 10 A 50 MDD	2 "Seria"	B	B	B	M	M
Lesión o enfermedad que requiera primeros auxilios	Evento no reportable	Hasta 10 MDD	1 "Menor"	B	B	B	B	M

FIGURA I.4.3 MATRIZ DE RIESGO

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V, 2018.

Riesgo Alto (Alarma). Debe mitigarse el riesgo a nivel medio o bajo antes de proceder. Se requiere aprobación de la administración en caso de que el riesgo no pueda mitigarse

Riesgo Medio (Alerta). Los operadores y el personal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente (HSE, por sus siglas en inglés) deberán involucrarse en el plan de control de riesgos para reducir el riesgo tanto como sea práctico. (ALARP)

Riesgo Bajo (Precaución). El riesgo puede ser tolerable asegurándose de que se tengan los controles adecuados (i.e. prácticas seguras, procedimientos) y funcionen de manera efectiva, así como de que se le ha dado a la debida consideración para reducir el riesgo tanto como sea práctico. (ALARP).

I.4.2.8. Sistemas y Subsistemas analizados.

La selección de los sistemas para la identificación de riesgos, se definió de acuerdo a lo establecido por el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos, los cuales son desarrollados conforme al plan de producción extendida quedando de la siguiente manera una vez ajustados para el análisis durante la identificación de riesgos, ver **Tabla I.4.6.**

TABLA I.4.6 SISTEMAS ANALIZADOS WHAT IF..? (¿QUE PASA SÍ...? / HAZOP)

Sistema	SUBSISTEMAS
Perforación de pozos de desarrollo / pozo letrina	Movilización, desmovilización de plataforma autoelevable de perforación Perforación de pozo (operación) Terminación/Reparación de pozo Taponamiento de pozos (temporal o definitivo)
Instalación de plataformas fijas	Transporte de plataformas fijas (subestructura, pilotes, superestructura) Instalación de plataforma, lanzamiento o colocación de la subestructura, hincado de pilotes e izaje y colocación de la subestructura
Instalación de ductos submarinos y ductos terrestres hasta el arribo a tierra	Transporte de tubería lastrada a sitio Soldadura, tendido de tubería, instalación de ducto ascendente e interconexión con trampa de diablo Pruebas hidrostáticas y de desagüe del ducto Dragado de tubería Construcción de cruces entre ducto tendido y ducto existente Arribo del ducto a tierra
Interconexión electromecánica, pruebas y arranque de sistemas de producción en plataformas fijas	Transportación de equipos/ materiales a plataformas Instalación, interconexión, pruebas de obras electromecánicas
Operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones	Sistema Separación/Medición Sistema de compresión Sistema de Bombeo
Reparaciones pozos de desarrollo / pozo letrina	Movilización, Posicionamiento, Desmovilización de equipo Control de pozo Instalación y prueba de preventores Reparación de pozo Disparo de nuevo intervalo Alinear pozo a producción Sistema artificial de producción
Desmantelamiento y abandono de instalaciones	Taponamiento definitivo de pozos Corrida de diablos de limpieza a ductos Retiro de superestructura, equipos y ductos ascendentes Retiro de subestructura
Factores internos	Laborales Operaciones rutinarias Operaciones No Rutinarias
Factores externos	Climáticos Humanos

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V, 2018.

I.4.2.9. Determinación de escenarios de riesgo (Jerarquización)

Como resultados de la metodología utilizada Que pasa sí...? se obtuvieron **489 escenarios** de riesgos, los cuales quedaron distribuidos de acuerdo a las etapas de perforación, operaciones y aspectos generales de la instalación mostrados en la **Tabla I.4.7** de la siguiente manera:

TABLA I.4.7 RESUMEN DE RESULTADOS DE LA IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

Sistemas	Escenarios
Perforación de pozos de desarrollo / pozo letrina	177
Instalación de Plataformas fijas.	32
Instalación de ductos submarinos y ductos terrestres hasta el arribo a tierra.	20
Interconexión electromecánica, pruebas y arranque de sistemas de producción en plataformas fijas.	14
Operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones.	36
Desmantelamiento y abandono de instalaciones.	41
Reparaciones pozos de desarrollo / pozo letrina	121
Factores internos.	41
Factores externos.	7
Total	489

Análisis: CSIPA, 2018.

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

Los 489 escenarios identificados mediante la técnica ¿Qué pasa sí...? del “Proyecto Integral de Extracción Ichalkil-Pokoch”, se distribuyen en las zonas de riesgo, de los tres rubros evaluados con la matriz, tal como se ilustra en la **Figura I.4.4**.

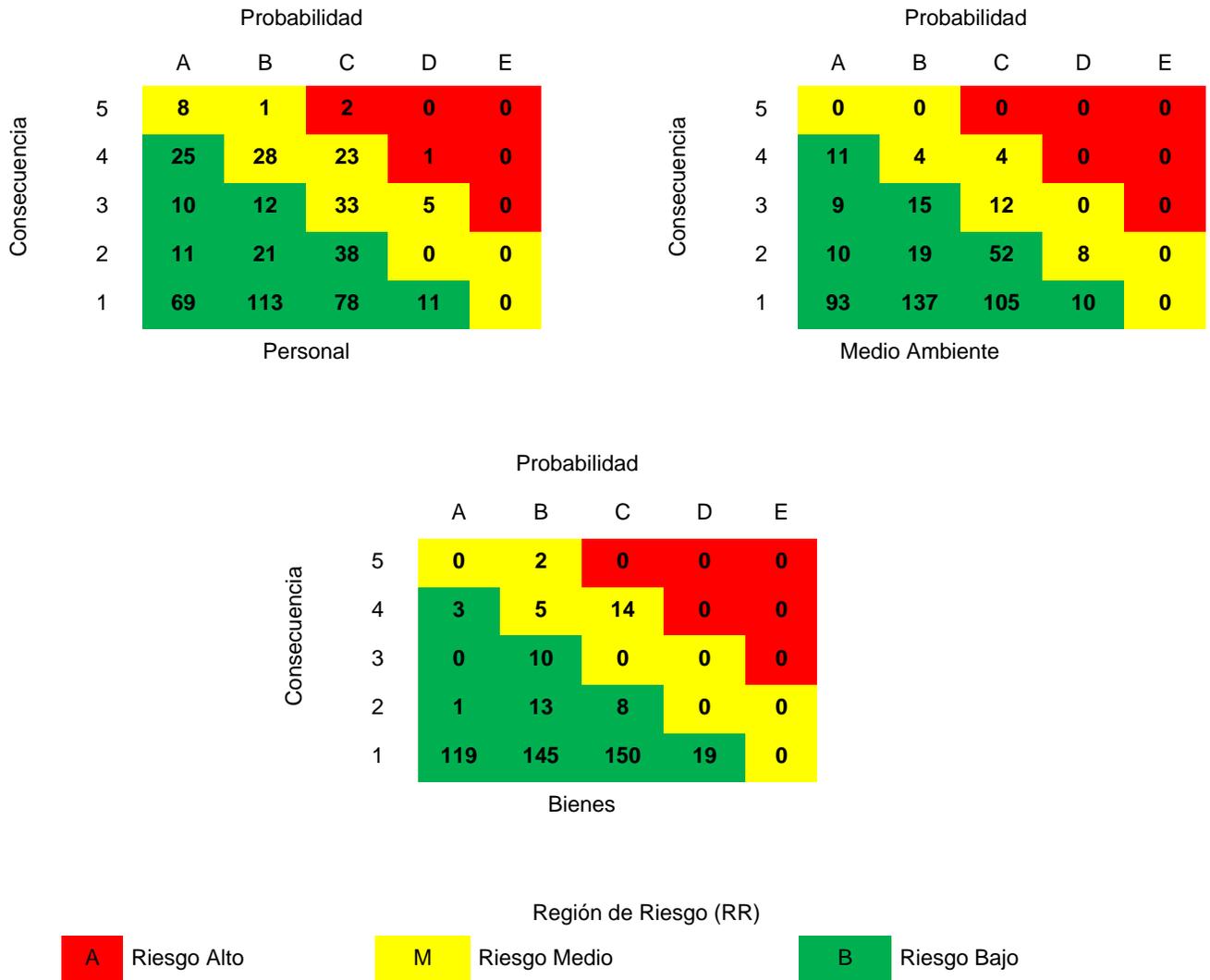


FIGURA I.4.4 MATRIZ DE RIESGO PARA ESCENARIOS IDENTIFICADOS

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018

En la **Tabla I.4.8** se muestra el resumen de la agrupación de los escenarios de riesgo de acuerdo a los rubros evaluados para el “Proyecto Integral de Extracción Ichalkil-Pokoch”

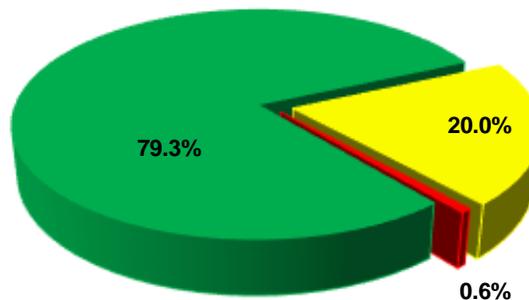
TABLA I.4.8 AGRUPACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO ANTES DE LA REDUCCIÓN DEL RIESGO

Rubro	Región del riesgo					
	A	Riesgo Alto	M	Riesgo Medio	B	Riesgo Bajo
Personal		3 Escenarios (0.6%)		98 Escenarios (20.0%)		388 Escenarios (79.3%)
Medio Ambiente		0 Escenarios (0.0%)		28 Escenarios (5.7%)		461 Escenarios (94.3%)
Bienes		0 Escenarios (0.0%)		21 Escenarios (4.3%)		468 Escenarios (95.7%)

Análisis: CSIPA, 2018.

De la **Figura I.4.5** a la **Figura I.4.7** se presentan gráficamente la proporción de las regiones de riesgo para cada rubro evaluado.

PERSONAL

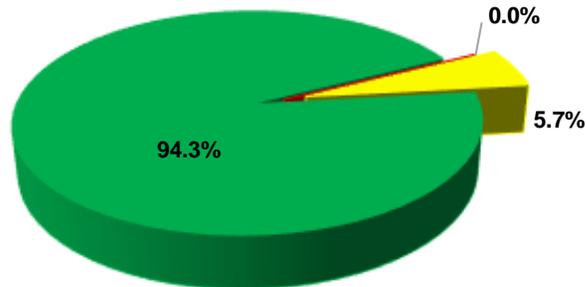


■ Riesgo Alto (3 Escenarios) ■ Riesgo Medio (98 Escenarios) ■ Riesgo Bajo (388 Escenarios)

FIGURA I.4.5 GRÁFICO DE CLASIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO CON AFECTACIÓN A PERSONAL

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018

AMBIENTE

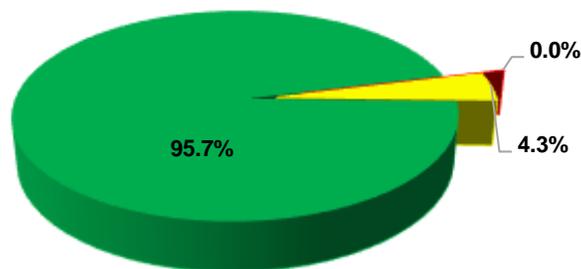


■ Riesgo Alto (0 Escenarios) ■ Riesgo Medio (28 Escenarios) ■ Riesgo Bajo (461 Escenarios)

FIGURA I.4.6. GRÁFICO DE CLASIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO CON AFECTACIÓN A AMBIENTE.

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018

BIENES



■ Riesgo Alto (0 Escenarios) ■ Riesgo Medio (21 Escenarios) ■ Riesgo Bajo (468 Escenarios)

FIGURA I.4.7 GRÁFICO DE CLASIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO CON AFECTACIÓN A BIENES.

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018

Con base en la Región de Riesgo (**RR**) obtenido de la ponderación realizada por el grupo multidisciplinario en las sesiones de identificación de riesgo se elabora una jerarquización de escenarios, esto es, ordenarlos secuencialmente, iniciando con la región de riesgos clasificada como **Alta (A)**, continuando con la region de riesgos **Media (M)**, quedando al final los escenarios clasificados con región de riesgos **Baja (B)**. Para visualizar todos los escenarios y su correspondiente región de riesgo, así como las diversos niveles de afectación a los tres rubros se muestra en el **Anexo VII.2.9**, la jerarquización completa de los escenarios del estudio.

La **Tabla I.4.9A, I.4.9B, I.4.9C** muestra un resumen de los escenarios que han sido ponderados solo con clasificación Alta (A) y media (M), separados con la respectiva afectación a los tres rubros de interés, Personal, Ambiente y Bienes; ordenados secuencialmente desde el mas alto hacia el mas bajo, conservando como referencia el número de escenario.

TABLA I.4.9A JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS, AFECTACIÓN AL PERSONAL

No. Esc	Que pasa sí...?	Subsistema	Causa	Consecuencia	RR
44	Mal Manejo de tubería y materiales (incluyendo manejo de equipo pesado)	2. Perforación de Pozos (Operación)	1. Omision de procedimientos y personal no competente	1. Daño a personal	A
78	Presencia de hidrocarburos con contenido de H2S	2. Perforación de Pozos (Operación)	1. Composición química de los fluidos del yacimiento/formaciones	1. Daño a personal	A
350	Descontrol del pozo	2. Control de pozo	2. Falla en control primario del pozo (Fluido de control inadecuado, llenado inadecuado y falla en control de brote)	4. Posible incendio y/o explosión	A
414	Existencia de fugas en pruebas de producción	5. Disparo de nuevo intervalo	2. Mangueras en mal estado	1. Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de explosión	M
121	Fuga de hidrocarburos en cubierta	3. Terminación/Reparación de pozos	2. Omision de procedimientos/indisciplina/personal no competente	4. Posible incendio y/o explosión	M
354	Presencia de Brote	2. Control de pozo	1. Llenado inadecuado del pozo al sacar tubería	4. Posible incendio y/o explosión	M
358	Presencia de Brote	2. Control de pozo	2. Fluido de control inadecuado	4. Posible incendio y/o explosión	M

TABLA I.4.9A JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS, AFECTACIÓN AL PERSONAL

No. Esc	Que pasa sí...?	Subsistema	Causa	Consecuencia	RR
375	Brote durante la introduccion o recuperacion del aparejo	4. Reparación de pozo mayor/menor	6. LLenado inadecuado del pozo al sacar tubería	4. Posible incendio y/o explosión	M
379	Brote durante la introduccion o recuperacion del aparejo	4. Reparación de pozo mayor/menor	7. Fluido de control inadecuado	4. Posible incendio y/o explosión	M
384	Presencia de gas combustible y/o H2S	4. Reparación de pozo mayor/menor	1. Falla del equipo recuperacion	5. Posible incendio y/o explosión	M
389	Presencia de gas combustible y/o H2S	4. Reparación de pozo mayor/menor	2. Falta de capacitacion de personal	5. Posible incendio y/o explosión	M
394	Presencia de gas combustible y/o H2S	4. Reparación de pozo mayor/menor	3. Mal seguimiento de procedimiento	5. Posible incendio y/o explosión	M
399	Presencia de gas combustible y/o H2S	4. Reparación de pozo mayor/menor	4. Mala maniobra	5. Posible incendio y/o explosión	M
404	Presencia de gas combustible y/o H2S	4. Reparación de pozo mayor/menor	5. Falla mecanica del empacador	5. Posible incendio y/o explosión	M
409	Presencia de gas combustible y/o H2S	4. Reparación de pozo mayor/menor	6. Residuos en las paredes de la TR	5. Posible incendio y/o explosión	M
413	Existencia de fugas en pruebas de produccion	5. Disparo de nuevo intervalo	1. Conexion deficiente de mangueras	4. Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de dispersión tóxica	M
416	Existencia de fugas en pruebas de produccion	5. Disparo de nuevo intervalo	2. Mangueras en mal estado	3. Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de dispersión tóxica	M
15	Derrame al mar de materiales contaminantes durante el transporte y/o recepción en plataforma (combustibles, fluido de perforación y materiales quimicos)	2. Perforación de Pozos (Operación)	2. Mal embalaje	1. Daño a personal	M
18	Derrame al mar de materiales contaminantes durante el transporte y/o recepción en plataforma (combustibles, fluido de perforación y materiales quimicos)	2. Perforación de Pozos (Operación)	3. Sistema de izaje (mal estado o inadecuado)	1. Daño a personal	M

TABLA I.4.9A JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS, AFECTACIÓN AL PERSONAL

No. Esc	Que pasa sí...?	Subsistema	Causa	Consecuencia	RR
21	Derrame al mar de materiales contaminantes durante el transporte y/o recepción en plataforma (combustibles, fluido de perforación y materiales químicos)	2. Perforación de Pozos (Operación)	4. Mal operación de izaje (Error humano)	1. Daño a personal	M
26	Descontrol del pozo	2. Perforación de Pozos (Operación)	1. Falla de equipo de control (preventores)	1. Daño al personal	M
31	Falla el sistema de izaje durante embarque/desembarque de personal	2. Perforación de Pozos (Operación)	2. Sistema de izaje (mal estado o inadecuado)	1. Daño a personal	M
33	Incidente durante transporte aereo de personal	2. Perforación de Pozos (Operación)	1. Falla mecanica/electrica	1. Daño a personal	M
35	Incidente durante transporte aereo de personal	2. Perforación de Pozos (Operación)	2. Condiciones climatologicas	1. Daño a personal	M
37	Incidente durante transporte aereo de personal	2. Perforación de Pozos (Operación)	3. Error humano	1. Daño a personal	M
56	Manejo/almacenamiento inadecuado de productos químicos	2. Perforación de Pozos (Operación)	3. Espacios limitados en plataforma	1. Daño a personal	M
61	Manejo inadecuado de altas presiones	2. Perforación de Pozos (Operación)	1. Omision de procedimientos y personal no competente	1. Daño a personal	M
67	Manejo inadecuado de altas presiones	2. Perforación de Pozos (Operación)	3. Falla de equipos (mantenimiento e inspección, equipo sin certificación)	1. Daño a personal	M
92	Derrame al mar de materiales contaminantes durante el transporte y/o recepción en plataforma (combustibles, fluido de perforación y materiales químicos)	3. Terminación/Reparación de pozos	2. Mal embalaje	1. Daño a personal	M
95	Derrame al mar de materiales contaminantes durante el transporte y/o recepción en plataforma (combustibles, fluido de perforación y materiales químicos)	3. Terminación/Reparación de pozos	3. Sistema de izaje (mal estado o inadecuado)	1. Daño a personal	M

TABLA I.4.9A JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS, AFECTACIÓN AL PERSONAL

No. Esc	Que pasa sí...?	Subsistema	Causa	Consecuencia	RR
98	Derrame al mar de materiales contaminantes durante el transporte y/o recepción en plataforma (combustibles, fluido de perforación y materiales químicos)	3. Terminación/Reparación de pozos	4. Mal operación de izaje (Error humano)	1. Daño a personal	M
103	Descontrol del pozo	3. Terminación/Reparación de pozos	1. Falla de equipo de control (preventores, ensamble de estrangulación y valvulas de seguridad)	1. Daño al personal	M
111	Falla el sistema de izaje durante embarque/desembarque de personal	3. Terminación/Reparación de pozos	2. Sistema de izaje (mal estado o inadecuado)	1. Daño a personal	M
113	Fuga de hidrocarburos en cubierta	3. Terminación/Reparación de pozos	1. Falla de equipos y lineas	1. Daño a personal	M
116	Fuga de hidrocarburos en cubierta	3. Terminación/Reparación de pozos	1. Falla de equipos y lineas	4. Posible incendio y/o explosión	M
117	Fuga de hidrocarburos en cubierta	3. Terminación/Reparación de pozos	1. Falla de equipos y lineas	5. Dispersión toxica	M
118	Fuga de hidrocarburos en cubierta	3. Terminación/Reparación de pozos	2. Omision de procedimientos/indisciplin a/personal no competente	1. Daño a personal	M
122	Incidente durante transporte aereo de personal	3. Terminación/Reparación de pozos	1. Falla mecanica/electrica	1. Daño a personal	M
124	Incidente durante transporte aereo de personal	3. Terminación/Reparación de pozos	2. Condiciones climatologicas	1. Daño a personal	M
126	Incidente durante transporte aereo de personal	3. Terminación/Reparación de pozos	3. Error humano	1. Daño a personal	M
133	Mal Manejo de tubería y materiales (incluyendo manejo de equipo pesado)	3. Terminación/Reparación de pozos	1. Omision de procedimientos y personal no competente	1. Daño a personal	M
145	Manejo/almacenamiento inadecuado de productos químicos	3. Terminación/Reparación de pozos	3. Espacios limitados en plataforma	1. Daño a personal	M
150	Manejo inadecuado de altas presiones	3. Terminación/Reparación de pozos	1. Omision de procedimientos y personal no competente	1. Daño a personal	M
156	Manejo inadecuado de altas presiones	3. Terminación/Reparación de pozos	3. Falla de equipos (mantenimiento e inspección, equipo sin certificación)	1. Daño a personal	M

TABLA I.4.9A JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS, AFECTACIÓN AL PERSONAL

No. Esc	Que pasa sí...?	Subsistema	Causa	Consecuencia	RR
159	Manejo inadecuado de equipo en superficie	3. Terminación/Reparación de pozos	1. Omisión de procedimientos/indisciplina/personal no competente	1. Daño a personal	M
162	Manejo inadecuado de equipo en superficie	3. Terminación/Reparación de pozos	2. Equipo inadecuados o falta de equipos	1. Daño a personal	M
169	Presencia de H2S	3. Terminación/Reparación de pozos	1. Fuga de equipos y líneas	1. Daño a personal	M
170	Presencia de H2S	3. Terminación/Reparación de pozos	1. Fuga de equipos y líneas	2. Dispersión toxica	M
171	Presencia de H2S	3. Terminación/Reparación de pozos	2. Omisión de procedimientos/indisciplina/personal no competente	1. Daño a personal	M
172	Presencia de H2S	3. Terminación/Reparación de pozos	2. Omisión de procedimientos/indisciplina/personal no competente	2. Dispersión toxica	M
244	Se presenta sobre presión en equipo de medición/Líneas de proceso (principales)	1. Sistema Separación/Medición/compresión / bombeo/ líneas de proceso	1. Taponamiento de Líneas	1. Daño ambiental	M
245	Se presenta sobre presión en equipo de medición/Líneas de proceso (principales)	1. Sistema Separación/Medición/compresión / bombeo/ líneas de proceso	1. Taponamiento de Líneas	2. Incendio y explosión	M
246	Se presenta sobre presión en equipo de medición/Líneas de proceso (principales)	1. Sistema Separación/Medición/compresión / bombeo/ líneas de proceso	2. Obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas)	1. Fuga con incendio en conexiones o accesorios	M
247	Se presenta sobre presión en equipo de medición/Líneas de proceso (principales)	1. Sistema Separación/Medición/compresión / bombeo/ líneas de proceso	2. Obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas)	2. Fuga con explosión en conexiones o accesorios	M
248	Se presenta sobre presión en equipo de medición/Líneas de proceso (principales)	1. Sistema Separación/Medición/compresión / bombeo/ líneas de proceso	2. Obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas)	3. Fuga con dispersión tóxica en conexiones o accesorios	M
285	Operación deficiente en la corrida de diablo	2. Corrida de diablos de limpieza a ductos	1. Manómetros descalibrados	2. Daño al personal	M
288	Operación deficiente en la corrida de diablo	2. Corrida de diablos de limpieza a ductos	2. Error humano (falta de comunicación)	2. Daño al personal	M
291	Operación deficiente en la corrida de diablo	2. Corrida de diablos de limpieza a ductos	3. Cierre o apertura incorrecto de valvulas	2. Daño al personal	M
294	Presión entrampada no detectada en cubeta de diablos	2. Corrida de diablos de limpieza a ductos	1. Manómetros descalibrados	2. Daño al personal	M

TABLA I.4.9A JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS, AFECTACIÓN AL PERSONAL

No. Esc	Que pasa sí...?	Subsistema	Causa	Consecuencia	RR
297	Presión entrampada no detectada en cubeta de diablos	2. Corrida de diablos de limpieza a ductos	2. Error humano (falta de comunicación)	2. Daño al personal	M
300	Presión entrampada no detectada en cubeta de diablos	2. Corrida de diablos de limpieza a ductos	3. Cierre o apertura incorrecto de valvulas	2. Daño al personal	M
308	Equipos menores con sujeción inadecuada	3. Retiro de superestructura, equipos y ductos ascendentes	1. Planeación deficiente	2. Daño al personal	M
311	Presencia de hidrocarburos en líneas y equipos de la superestructura	3. Retiro de superestructura, equipos y ductos ascendentes	1. Limpieza y vaciado deficiente de equipos y líneas	2. Daño al personal	M
318	Operación deficiente de corte de pilotes con buzos	4. Retiro de subestructura	1. Planeación deficiente	2. Daño al personal	M
325	Durante el desmantelamiento del equipo existe un golpe al cabezal de pozo/medio arbol/cabezal de pozos en producción	1. Movilización, Posicionamiento, Desmovilización de equipo	1. Error humano (Mala maniobra de grúa)	2. Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de explosión	M
326	Durante el desmantelamiento del equipo existe un golpe al cabezal de pozo/medio arbol/cabezal de pozos en producción	1. Movilización, Posicionamiento, Desmovilización de equipo	1. Error humano (Mala maniobra de grúa)	3. Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de incendio	M
327	Durante el desmantelamiento del equipo existe un golpe al cabezal de pozo/medio arbol/cabezal de pozos en producción	1. Movilización, Posicionamiento, Desmovilización de equipo	1. Error humano (Mala maniobra de grúa)	4. Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de dispersión tóxica	M
330	Durante el desmantelamiento del equipo existe un golpe al cabezal de pozo/medio arbol/cabezal de pozos en producción	1. Movilización, Posicionamiento, Desmovilización de equipo	2. Falla de equipo de izaje	2. Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de explosión	M
331	Durante el desmantelamiento del equipo existe un golpe al cabezal de pozo/medio arbol/cabezal de pozos en producción	1. Movilización, Posicionamiento, Desmovilización de equipo	2. Falla de equipo de izaje	3. Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de incendio	M

TABLA I.4.9A JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS, AFECTACIÓN AL PERSONAL

No. Esc	Que pasa sí...?	Subsistema	Causa	Consecuencia	RR
332	Durante el desmantelamiento del equipo existe un golpe al cabezal de pozo/medio arbol/cabezal de pozos en producción	1. Movilización, Posicionamiento, Desmovilización de equipo	2. Falla de equipo de izaje	4. Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de dispersión tóxica	M
343	Descontrol del pozo	2. Control de pozo	1. Instalación inadecuada de valvula H o falla de la misma	1. Daño al personal	M
361	Fuga atravez de valvula H, durante instalacion de BOP o medio arbol	3. Instalación y prueba de preventores	2. Falta de capacitación del personal	1. Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de explosión	M
362	Fuga atravez de valvula H, durante instalacion de BOP o medio arbol	3. Instalación y prueba de preventores	2. Falta de capacitación del personal	2. Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de incendio	M
363	Fuga atravez de valvula H, durante instalacion de BOP o medio arbol	3. Instalación y prueba de preventores	3. Falta de mantenimiento	1. Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de explosión	M
411	Existencia de fugas en pruebas de produccion	5. Disparo de nuevo intervalo	1. Conexion deficiente de mangueras	2. Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de explosión	M
418	Fuga de sustancias durante estimulacion a pozo	5. Disparo de nuevo intervalo	1. Manejo inadecuado de sustancias	1. Daño a personal de estimulación	M
421	Fuga de sustancias durante estimulacion a pozo	5. Disparo de nuevo intervalo	2. Mala compatibilidad de conexiones	1. Daño a personal de estimulación	M
424	Fuga de sustancias durante estimulacion a pozo	5. Disparo de nuevo intervalo	3. Ruptura de tubería	1. Daño a personal de estimulación	M
428	Se presentan problemas en alineacion de pozo	6. Alinear pozo a producción	1. Fractura de válvulas y conexiones por falla de materiales	2. Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de explosión	M
429	Se presentan problemas en alineacion de pozo	6. Alinear pozo a producción	1. Fractura de válvulas y conexiones por falla de materiales	3. Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de incendio	M

TABLA I.4.9A JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS, AFECTACIÓN AL PERSONAL

No. Esc	Que pasa sí...?	Subsistema	Causa	Consecuencia	RR
430	Se presentan problemas en alineación de pozo	6. Alinear pozo a producción	1. Fractura de válvulas y conexiones por falla de materiales	4. Fuga de hidrocarburo en superficie con posibilidad de dispersión tóxica	M
443	Los trabajadores se encuentran bajo estrés	1. Laborales	1. Clima laboral inadecuado	1. Bajo rendimiento	M
444	Los trabajadores se encuentran bajo estrés	1. Laborales	1. Clima laboral inadecuado	2. Incidente/accidente	M
445	Los trabajadores se encuentran bajo estrés	1. Laborales	2. Problemas personales	1. Bajo rendimiento	M
446	Los trabajadores se encuentran bajo estrés	1. Laborales	2. Problemas personales	2. Incidente/accidente	M
448	Los trabajadores se encuentran bajo estrés	1. Laborales	3. Turnos prolongados	2. Incidente/accidente	M
449	Incidente o accidente durante operaciones rutinarias	2. Operaciones rutinarias	1. Exceso de confianza	1. Daño a personal	M
451	Incidente o accidente durante operaciones rutinarias	2. Operaciones rutinarias	2. Falta de supervisión	1. Daño a personal	M
453	Incidente o accidente durante operaciones rutinarias	2. Operaciones rutinarias	3. Personal no competente	1. Daño a personal	M
455	Incidente o accidente durante operaciones rutinarias	2. Operaciones rutinarias	4. Falta/omisión de procedimiento	1. Daño a personal	M
457	Incidente o accidente durante operaciones rutinarias	2. Operaciones rutinarias	5. Falta de concentración en la actividad	1. Daño a personal	M
459	Mal funcionamiento y /o falla de equipos	2. Operaciones rutinarias	1. Falta de mantenimiento	1. Lesiones a personal	M
461	Mal funcionamiento y /o falla de equipos	2. Operaciones rutinarias	2. Falta de Inspección y certificación de equipo	1. Lesiones a personal	M
465	Operación inadecuada de equipos	2. Operaciones rutinarias	2. Falta/Omisión de procedimientos	1. Lesiones a personal	M
467	Incidente o accidente durante operaciones no rutinarias	3. Operaciones No Rutinarias	1. Falta de supervisión	1. Daño a personal	M
469	Incidente o accidente durante operaciones no rutinarias	3. Operaciones No Rutinarias	2. Personal no competente	1. Daño a personal	M
471	Incidente o accidente durante operaciones no rutinarias	3. Operaciones No Rutinarias	3. Falta/omisión de procedimiento	1. Daño a personal	M

TABLA I.4.9A JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS, AFECTACIÓN AL PERSONAL

No. Esc	Que pasa sí...?	Subsistema	Causa	Consecuencia	RR
473	Incidente o accidente durante operaciones no rutinarias	3. Operaciones No Rutinarias	4. Falta de concentración en la actividad	1. Daño a personal	M
475	Mal funcionamiento y /o falla de equipos	3. Operaciones No Rutinarias	1. Falta de mantenimiento	1. Lesiones a personal	M
477	Mal funcionamiento y /o falla de equipos	3. Operaciones No Rutinarias	2. Falta de Inspección y certificación de equipo	1. Lesiones a personal	M
481	Operación inadecuada de equipos	3. Operaciones No Rutinarias	2. Falta/Omisión de procedimientos	1. Lesiones a personal	M

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018

TABLA I.4.9B JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS, AFECTACIÓN AL AMBIENTE

No. Esc	Que pasa sí...?	Subsistema	Causa	Consecuencia	RR
161	Manejo inadecuado de equipo en superficie	3. Terminación/Reparación de pozos	1. Omisión de procedimientos/indisciplina/personal no competente	3. Daño al ambiente	M
164	Manejo inadecuado de equipo en superficie	3. Terminación/Reparación de pozos	2. Equipo inadecuados o falta de equipos	3. Daño al ambiente	M
174	contaminación durante desconexión y/o recuperación de tubería en lecho marino	4. Taponamiento de pozos (temporal o definitivo)	1. fluidos contaminantes atrapados en tubería	1. Daño al ambiente	M
175	Fuga en espacios anular (entre tuberías)	4. Taponamiento de pozos (temporal o definitivo)	1. Cementación deficiente	1. Daño al ambiente	M
176	Fuga por el interior del pozo	4. Taponamiento de pozos (temporal o definitivo)	1. Cementación deficiente	1. Daño al ambiente	M
177	Fuga por el interior del pozo	4. Taponamiento de pozos (temporal o definitivo)	2. Comunicación de presión entre tuberías	1. Daño al ambiente	M
251	Se presenta una fuga	1. Sistema Separación/Medición/compresión / bombeo/ líneas de proceso	1. Corrosión externa	2. Posible Incendio	M
252	Se presenta una fuga	1. Sistema Separación/Medición/compresión / bombeo/ líneas de proceso	1. Corrosión externa	3. Posible Explosión	M
254	Se presenta una fuga	1. Sistema Separación/Medición/compresión / bombeo/ líneas de proceso	2. Corrosión interna	2. Posible Incendio	M

TABLA I.4.9B JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS, AFECTACIÓN AL AMBIENTE

No. Esc	Que pasa sí...?	Subsistema	Causa	Consecuencia	RR
255	Se presenta una fuga	1. Sistema Separación/Medición/compresión / bombeo/ líneas de proceso	2. Corrosión interna	3. Posible Explosión	M
257	Se presenta una fuga	1. Sistema Separación/Medición/compresión / bombeo/ líneas de proceso	3. Operación inadecuada del equipo	2. Posible Incendio	M
258	Se presenta una fuga	1. Sistema Separación/Medición/compresión / bombeo/ líneas de proceso	3. Operación inadecuada del equipo	3. Posible Explosión	M
260	Se presenta una fuga	1. Sistema Separación/Medición/compresión / bombeo/ líneas de proceso	4. Vandalismo	2. Posible Incendio	M
261	Se presenta una fuga	1. Sistema Separación/Medición/compresión / bombeo/ líneas de proceso	4. Vandalismo	3. Posible Explosión	M
263	Se presenta una fuga	1. Sistema Separación/Medición/compresión / bombeo/ líneas de proceso	5. Defectos de fabricación (falla de materia)	2. Posible Incendio	M
264	Se presenta una fuga	1. Sistema Separación/Medición/compresión / bombeo/ líneas de proceso	5. Defectos de fabricación (falla de materia)	3. Posible Explosión	M
274	Se presenta sobre presión en Líneas de transporte	2. Líneas de conducción	1. Taponamiento de Líneas	1. Derrame de hidrocarburo	M
275	Se presenta sobre presión en Líneas de transporte	2. Líneas de conducción	2. Obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas)	1. Derrame de hidrocarburo	M
276	Se presenta una fuga	2. Líneas de conducción	1. Corrosión	1. Derrame de hidrocarburo	M
277	Se presenta una fuga	2. Líneas de conducción	2. Defectos de fabricación (falla de materia)	1. Derrame de hidrocarburo	M
278	Se presenta una fuga	2. Líneas de conducción	3. Golpe externo	1. Derrame de hidrocarburo	M
279	Se presenta una fuga	2. Líneas de conducción	4. Falta de inspección	1. Derrame de hidrocarburo	M
280	Contaminación durante desconexión y/o recuperación de tubería en lecho marino	1. Taponamiento definitivo de pozos	1. Fluidos contaminantes atrapados en tubería	1. Daño al ambiente	M
281	Fuga en espacios anular (entre tuberías)	1. Taponamiento definitivo de pozos	1. Cementación deficiente	1. Daño al ambiente	M

TABLA I.4.9B JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS, AFECTACIÓN AL AMBIENTE

No. Esc	Que pasa sí...?	Subsistema	Causa	Consecuencia	RR
282	Fuga por el interior del pozo	1. Taponamiento definitivo de pozos	1. Cementación deficiente	1. Daño al ambiente	M
283	Fuga por el interior del pozo	1. Taponamiento definitivo de pozos	2. Comunicación de presión entre tuberías	1. Daño al ambiente	M
345	Descontrol del pozo	2. Control de pozo	1. Instalación inadecuada de valvula H o falla de la misma	3. Daño al medio ambiente	M

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018

TABLA I.4.9C JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS, AFECTACIÓN A BIENES

No. Esc.	Que pasa sí...?	Subsistema	Causa	Consecuencia	RR
119	Fuga de hidrocarburos en cubierta	3. Terminación/Reparación de pozos	2. Omisión de procedimientos/indiscipli na/personal no competente	2. Daño a equipo	M
328	Durante el desmantelamiento del equipo existe un golpe al cabezal de pozo/medio arbol/cabezal de pozos en producción	1. Movilización, Posicionamiento, Desmovilización de equipo	1. Error humano (Mala maniobra de grúa)	5. Daño a fauna marina	M
333	Durante el desmantelamiento del equipo existe un golpe al cabezal de pozo/medio arbol/cabezal de pozos en producción	1. Movilización, Posicionamiento, Desmovilización de equipo	2. Falla de equipo de izaje	5. Daño a fauna marina	M
340	Altas presiones para control de pozo	2. Control de pozo	1. Falla de bombas	1. Retrasos operativos	M
341	Altas presiones para control de pozo	2. Control de pozo	2. Densidad de fluido inadecuada	1. Retrasos operativos	M
342	Altas presiones para control de pozo	2. Control de pozo	3. Presión inadecuada del fluido	1. Retrasos operativos	M
346	Descontrol del pozo	2. Control de pozo	1. Instalación inadecuada de valvula H o falla de la misma	4. Posible incendio y/o explosión	M

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018

A partir de la jerarquización realizada anteriormente, en la **Tabla I.4.10** se enlistan los escenarios considerados de mayor riesgo en las etapas y actividades críticas de la perforación, reparación, terminación de pozos, los cuales se tomarán en consideración para la realización del análisis cuantitativo de riesgo (Análisis de Consecuencias).

TABLA I.4.10 ESCENARIOS DE MAYOR RIESGO

No. Escenario	Descripción del Escenario
116, 121, 384, 389, 394, 399, 404, 409	Posible incendio y/o explosión por fuga de hidrocarburos en cubierta durante la terminación / Reparación de pozos, debido a Omisión de procedimientos / Indisciplina / Personal no competente / Falla de equipos y líneas / Mala maniobra / Falla mecánica del empacador / Residuos en las paredes de la TR
245, 246, 247	Fuga con Incendio y explosión en conexiones o accesorios por sobrepresión en equipo de medición / Líneas de proceso (principales) durante la operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones, debido a Taponamiento de Líneas / Obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas)
251, 252, 254, 255, 257, 258, 260, 261, 263, 264, 325, 330, 361, 362, 363, 411, 414, 428	Posible Incendio y/o Explosión cuando se presenta una fuga durante operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones / Desmantelamiento / Movilización de equipo / Instalación y prueba de preventores debido a Mala maniobra / Falla de equipo de izaje / Falta de capacitación de personal / Corrosión externa o interna / Operación inadecuada del equipo / Vandalismo / Defectos de fabricación (falla de material) / Conexiones deficientes
29, 106, 346, 350, 354, 358 375, 379	Posible incendio y/o explosión por Descontrol del pozo / Presencia de Brote durante Perforación / Terminación / Reparación de pozos, debido a Falla de equipo de control (preventores, ensamble de estrangulación y válvulas de seguridad) / Instalación inadecuada de válvula H o falla de la misma / Fluido de control inadecuado
249	Pérdida de contención en separador por sobrepresión en equipo de medición/Líneas de proceso (principales) durante la operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones debido a obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas)

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018

I.4.2.10. Análisis de consecuencias

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

Asimismo, es una herramienta que nos permite afinar el grado de categorización de consecuencia de los escenarios prioritarios relacionados con eventos potenciales de dispersión tóxica, incendio y explosión. La evaluación de consecuencias para el presente Análisis de Riesgos, se realizó para los escenarios mayores, ubicados en región de riesgo A y M, empleando el software de simulación PHAST (Process Hazard Analysis Software Tool).

I.4.3. Criterios de Simulación

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

Los escenarios que contemplan derrame fueron evaluados utilizando el modelo tridimensional GEMSS® y el Módulo de Impacto de Derrames de Químicos e Hidrocarburos (COSIM por sus siglas en inglés). Con estas herramientas se simuló un accidente por la pérdida del control del pozo en la plataforma, liberando crudo de petróleo en las costas del Golfo de México, con el objeto de predecir impactos potenciales en el medio ambiente. El modelo simuló la liberación de 6,259 bpd por día de crudo de petróleo en la superficie del Golfo de México con una duración de la liberación de 15 días (con un volumen total de 93,885 barriles) siguiendo su trayectoria por 30 días. Para el análisis probabilístico, se cubrió un rango de condiciones hidrodinámicas y meteorológicas, y se realizaron un total de 120 simulaciones (50 para la temporada lluviosa, 40 para la temporada de frentes fríos anticiclónicos y 30 para la temporada seca), los criterios de simulación fueron: Superficie máxima cubierta de crudo, Tiempo mínimo para impactar la costa y Máxima extensión de costa cubierta de crudo. Dichas simulaciones se llevaron a cabo para el Área Contractual No. 4, cubriendo cinco años de información hidrodinámica y meteorológica, los detalles se muestran en el **Anexo VIII.2.9: Reporte Técnico: “Modelación de derrames accidentales de crudo para el Área Contractual No. 4”** elaborado por Environmental Resources Management (ERM), tal documento forma parte de la información proporcionada por el cliente.

I.4.3.1. Condiciones de operación y composición utilizada para las modelaciones.

Para la realización del análisis de consecuencias, se utilizaron las composiciones del campo Pokoch (Formación Jurásico) y del campo Ichalkil, **Tablas I.4.11 y I.4.12**, dichas composiciones fueron proporcionadas por el cliente.

TABLA I.4.11 COMPOSICIÓN CAMPO POKOCH (FORMACIÓN JURÁSICO)

Componentes	% mol
Dióxido de carbono	3.000
Ácido Sulfhídrico	0.000
Metano	60.541
Etano	14.295
Propano	10.440
Iso butano	1.424
N butano	4.123
Iso pentano	1.127
N pentano	1.391
N hexano	0.852
N heptano	0.565
N Octano	0.141
N nonano	0.028
N decano	0.007
Undecanos	0.001
Total	97.935

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V,2018

TABLA I.4.12 COMPOSICIÓN CAMPO ICHALKIL (FORMACIÓN JURÁSICO)

Componentes	% mol
Nitrógeno	0.34
Dióxido de carbono	6.07
Ácido Sulfhídrico	0.00
Metano	47.08
Etano	9.36
Propano	5.72
Iso butano	0.95
N butano	2.68
Iso pentano	1.02
N pentano	1.50
N hexano	2.32
N heptano	22.96
Total	100.00

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, S. De R.L. de C.V,2018

Las condiciones de operaciones fueron tomadas del subcapítulo I.3 “Condiciones de operación”,

El inventario de fuga empleado para cada escenario a simular, se calculó de la siguiente manera:

Para el caso de **Ichalkil**, en cada corriente de Aceite y de Gas tenemos que:

$$\text{Aceite} \left(\frac{m^3}{s} \right) = 4630 \text{ BPD} \times \frac{159 \text{ l}}{1 \text{ bl}} \times \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ h}} \times \frac{1 \text{ m}^3}{1000 \text{ l}} \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = \mathbf{0.008520 \frac{m^3}{seg}}$$

$$\text{Gas (MMPCD)} = 11.256 \text{ MMPCD} \times \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ h}} \times \frac{1 \text{ m}^3}{35.3147 \text{ pie}^3} \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = \mathbf{3.689052 \frac{m^3}{seg}}$$

Inventario total de la mezcla:

$$\text{Aceite} + \text{Gas} \left(\frac{m^3}{seg} \right) = 0.008520 \frac{m^3}{seg} + 3.689052 \frac{m^3}{seg} = \mathbf{3.697572 \frac{m^3}{seg}}$$

El dato proporcionado para la gravedad específica es: 0.6553

Dado que:

$$\text{La } G_{esp} = \left(\frac{Den \text{ gas}}{Den \text{ aire}} \right) \dots \text{por lo tanto:}$$

$$\text{La densidad del gas} = G_{\text{esp}} \times \text{Densidad del Aire} = 0.6553 \times 1.292 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} = \mathbf{0.8466 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}}$$

NOTA: Densidad del aire a 0°C y 1 ATM de presión = $1.292 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$

Fuente: ÇENGEL, Yunus A. y John M. CIMBALA, "Mecánica de fluidos: Fundamentos y aplicaciones", 1ª edición, cGraw-Hill, 2006. Tabla A-9

El Inventario de la mezcla resultante es:

$$\text{Inventario Ichalkil} = 3.697572 \frac{\text{m}^3}{\text{seg}} \times 0.8466 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} = \mathbf{3.13054 \frac{\text{Kg}}{\text{seg}}}$$

Como puede apreciarse este es el flujo másico por cada segundo de tiempo.

Para el caso de **Pokoch**, en cada corriente de Aceite y de Gas tenemos que:

$$\text{Aceite} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right) = 2598 \text{ BPD} \times \frac{159 \text{ l}}{1 \text{ bl}} \times \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ h}} \times \frac{1 \text{ m}^3}{1000 \text{ l}} \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = \mathbf{0.004781 \frac{\text{m}^3}{\text{seg}}}$$

$$\text{Gas (MMPCD)} = 5.375 \text{ MMPCD} \times \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ h}} \times \frac{1 \text{ m}^3}{35.3147 \text{ pie}^3} \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = \mathbf{1.761607 \frac{\text{m}^3}{\text{seg}}}$$

Inventario total de la mezcla:

$$\text{Aceite} + \text{Gas} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{seg}} \right) = 0.004781 \frac{\text{m}^3}{\text{seg}} + 1.761607 \frac{\text{m}^3}{\text{seg}} = \mathbf{1.766388 \frac{\text{m}^3}{\text{seg}}}$$

Por otro lado, para determinar la gravedad específica utilizamos:

$$G_{\text{esp}} = \frac{141.5}{\text{°API} + 131.5}$$

Sustituyendo la Gravedad API de la mezcla que es: **34.15**

Se obtiene:

$$G_{\text{esp}} = \frac{141.5}{34.15 + 131.5} = 0.8542$$

Dado que:

$$\text{La } G_{\text{esp}} = \left(\frac{\text{Den gas}}{\text{Den aire}} \right) \dots \dots \dots \text{por lo tanto:}$$

$$\text{La densidad} = G_{\text{esp}} \times \text{Densidad del Aire} = 0.8542 \times 1.292 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} = \mathbf{1.10362} \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$$

NOTA: Densidad del aire a 0°C y 1 ATM de presión = $1.292 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$

Fuente: ÇENGEL, Yunus A. y John M. CIMBALA, "Mecánica de fluidos: Fundamentos y aplicaciones", 1ª edición, cGraw-Hill, 2006.
Tabla A-9

El Inventario de la mezcla resultante es:

$$\text{Inventario Pokoch} = 1.766388 \frac{\text{m}^3}{\text{seg}} \times 1.10362 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} = \mathbf{1.94943} \frac{\text{Kg}}{\text{seg}}$$

Los tiempos de fuga considerados para la modelación de consecuencias, se muestran en la **Tabla I.4.13** estos tiempos se consideran en base a la experiencia de personal y los tiempos de respuesta estimados para atender la emergencia.

TABLA I.4.13 TIEMPOS ESTIMADOS DE FUGA

No. Escenario	Tiempo estimado de fuga	Observaciones
116, 121, 384, 389, 394, 399, 404, 409	10 minutos (600 seg.)	En los escenarios de terminación y/o reparación de pozos, personal se encuentra en sitio realizando actividades diversas, si ocurre el evento, se estima el tiempo de respuesta de los sistemas de protección en 10 minutos.
245, 246, 247	10 minutos (600 seg.)	Durante la medición, compresión, bombeo, operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones personal se encuentra en sitio realizando actividades diversas, si ocurre el evento, se estima el tiempo de respuesta de los sistemas de protección en 10 minutos.
251, 252, 254, 255, 257, 258, 260, 261, 263, 264, 325, 330, 361, 362, 363, 411, 414, 428	4 horas (14,400 seg.)	Para el escenario de vandalismo, no se cuenta con personal en el sitio, se percibe el evento hasta que se realiza la supervisión operativa o población avise del accidente, se estiman 4 horas para atender la emergencia.
29, 106, 346, 350, 354, 358, 375, 379	15 días (1'296,000 seg.)	En el escenario de descontrol de pozo, a pesar de estar realizando las actividades de perforación no logra controlar el escenario, se estima un tiempo de 15 días para controlar totalmente el pozo.
249	Instantáneo	Se estima que el total de la capacidad del recipiente es liberada en forma instantánea.

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018.

Los datos alimentados al software **Phast 7.2** para realizar cada una de las modelaciones son las que se indican en la **Tabla I.4.14**

TABLA I.4.14 CONDICIONES DE OPERACIÓN PARA MODELACIONES

Ichalkil								
Numero de Escenario	Aceite BPD	Gas MMPCD	Flujo Másico Kg/seg	Tiempo de liberación seg	Inventario Kg	Presión Kg/cm ²	Temp. °C	Diámetro de fuga (in)
116, 121, 384, 389, 394, 399, 404, 409	4630	11.256	3.1305	600	1,878.32	298.6	110.0	1.6
245, 246, 247	4630	11.256	3.1305	600	1,878.32	298.6	110.0	2.4
251, 252, 254, 255, 257, 258, 260, 261, 263, 264, 325, 330, 361, 362, 363, 411, 414, 428	4630	11.256	3.1305	14,400	45,079.79	298.6	110.0	2.4
29, 106, 346, 350, 354, 358 375, 379	4630	11.256	3.1305	1'296,000	4'057,181.37	597.8	110.0	4.5
249	4630	11.256	3.1305	Inmediato	11,269.94	298.6	110.0	N/A
Pokoch								
Numero de Escenario	Aceite BPD	Gas MMPCD	Flujo Másico Kg/seg	Tiempo de liberación seg	Inventario Kg	Presión Kg/cm ²	Temp. °C	Diámetro de fuga (in)
116, 121, 384, 389, 394, 399, 404, 409	2598	5.375	1.9494	600	1,169.65	165.0	62.77	1.6
245, 246, 247	2598	5.375	1.9494	600	1,169.65	165.0	62.77	2.4
251, 252, 254, 255, 257, 258, 260, 261, 263, 264, 325, 330, 361, 362, 363, 411, 414, 428	2598	5.375	1.9494	14,400	28,071.83	165.0	62.77	2.4
29, 106, 346, 350, 354, 358 375, 379	2598	5.375	1.9494	1'296,000	2'526,465.51	445.1	62.77	4.5
249	2598	5.375	1.9494	Inmediato	7017.95	165.0	62.77	N/A

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018.

Para la pérdida de contención (ruptura catastrófica de un separador) se estimó el volumen liberado como el equivalente a 3600 seg (1 hora) de flujo.

Los diámetros de fuga considerados en la simulación de los escenarios de consecuencias están determinados con base a los criterios establecidos en **“Guideline for quantitative risk assessment, Purple book, CPR 18E, Part one: Establishments apartado 3.2.3”** el cual considera, para fugas, tomar el 10% del diámetro nominal de la tubería a simular.

Para la simulación del descontrol de pozo se consideró la liberación de la fuga del hidrocarburo a través del 100% del diámetro nominal de la tubería de producción (**4 1/2”**). Con base en el Reporte Técnico: **“Modelación de derrames accidentales de crudo para el Área Contractual No. 4” (Anexo VIII.2.9)**, se estima que el tiempo que le toma a la compañía encargada para atender la contingencia de descontrol es de 15 días aproximadamente, en el caso de que dicha liberación sea mas prolongada la dimensión de los radios de afectación por chorro de fuego (*Jet Fire* o dardo de fuego) se mantienen constantes dado que el flujo de liberación a través del pozo es constante, de presentarse este escenario se cuenta con equipo para la mitigación del mismo como son:

- Barco FiFi
- Pozos de alivio

Las consideraciones climáticas fueron tomadas del Capítulo IV, **apartado IV.2.1.1 Medio abiótico**, a excepción de la velocidad del viento la cual se considera una estabilidad Pasquill 1.5 F, con estas consideraciones se llevó a cabo la evaluación de consecuencias para los riesgos prioritarios. En la **Tabla I.4.15** se muestran estos valores

TABLA I.4.15 CONDICIONES CLIMÁTICAS PARA MODELACIÓN	
Parámetros/ condiciones meteorológicas	Datos alimentados al simulador
Velocidad del viento	1.5
Estabilidad (Categoría Pasquill)	F
Temperatura ambiente	27.0 °C
Temperatura de superficie	29.0 °C
Presión atmosférica	1010.5 Milibar
Radiación solar	234.73 W/m ²
Humedad relativa	76 %

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

El análisis de consecuencias en los casos de dispersión de nube tóxica, incendio y explosión se desarrolló bajo los parámetros de reporte mostrados en la **Tabla I.4.16**, mismos que están basados en los requerimientos por parte de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT.

TABLA I.4.16 VALORES DE REPORTE POR DISPERSIÓN TÓXICA INCENDIO Y EXPLOSIÓN

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

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

En el análisis de consecuencias por incendio, no se tomó en cuenta la atenuación que producen los dispositivos contraincendios, con objeto de determinar el área de afectación mayor. Los efectos estimados para los parámetros de radiación se muestran en la **Tabla I.4.17**, de acuerdo a la compilación realizada por el instituto Americano de Ingenieros Químicos (American Institute of Chemical Engineers, "AIChE").

TABLA I.4.17 EFECTOS POR RADIACIÓN TÉRMICA

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

Fuente: AIChE, 2000

Asimismo, en la **Tabla I.4.18** se describen los efectos esperados para diferentes niveles de sobrepresión, de acuerdo a la compilación realizada por el Instituto Americano de Ingenieros Químicos (American Institute of Chemical Engineers "AIChE").

TABLA I.4.18 EFECTOS POR SOBREPRESIÓN

Presión (psig)	Efecto Observado
0.02	Ruido molesto (137 dB frecuencia 10-15 Hz).
0.03	Ruptura ocasional de grandes ventanales bajo tensión.
0.04	Ruido fuerte (143 dB), falla de cristales por onda sónica.
0.1	Ruptura de ventanas pequeñas bajo presión.
0.15	Presión típica para ruptura de cristales.
0.3	"Distancia segura" (95% sin daño serio), daño a techos de casas; 10% de ventanas rotas.
0.4	Daño estructural secundario limitado.
0.5-1	Generalmente se estrellan grandes y pequeñas ventanas, daño ocasional a marcos de ventanas.
0.7	Daño menor a estructuras de casas.
1	Demolición parcial de casas, se vuelven inhabitables.
1-2	Destrozo de asbesto corrugado; caen paneles de aluminio o acero corrugado, falla segura; caen fijaciones de paneles de madera (estándar en viviendas), golpe en paneles.
1.3	Marcos de acero de edificios con revestimiento levemente distorsionados.
2	Destrucción parcial de casas y daños reparables a edificios.
2-3	Muros de bloque y concreto, no reforzadas, destruidas.
2.3	Límite inferior de daño estructural serio.
2.5	50% de destrucción de casas de ladrillo.
3	Colapso parcial de techos y paredes de casas, máquinas pesadas sufren daños menores.
3-4	Edificios de paneles de acero sin estructura o sin estructura demolidos, ruptura de tanques de almacenamiento de petróleo.
4	Ruptura de revestimiento de edificios industriales ligeros.
5	Postes de teléfono de madera se rompen; prensa hidráulica alta (40 000 lb) en edificios levemente dañada.
5-7	Destrucción casi completa de casas.
7	Vagones de ferrocarril de carga pesada volcados.
7-8	Paneles de ladrillo (8"-12"), no reforzados ceden por deslizamiento o curvatura.
9	Furgones con carga totalmente destruidos.
10	Probable destrucción de edificios, maquinaria pesada (7 000 lb) desplazada y dañada seriamente.
300	Límite de orilla de cráter.

Fuente: AIChE, 2000.



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

II.1. Radios potenciales de afectación

De la jerarquización de riesgo se obtuvieron 5 escenarios de riesgos ambos aplicables a Ichalkil y a Pokoch, para realizar la modelación de consecuencias, las cuales se llevaron a cabo utilizando el software PHAST 7.2.

Los resultados se muestran para Ichalkil en la **Tabla II.1.1.** y para Pokoch en la **Tabla II.1.2**

TABLA II.1.1 RADIOS DE AFECTACIÓN POR ESCENARIO MIA-R ICHALKIL

No. Escenario	Descripción	Dispersión tóxica (ppm)			Incendio (kW/m ²)			Explosión (psi)		
		STEL 15	IDLH 100	Tipo de fuego	1.4	5	37.5	0.5	1.0	3.0
		Radios de afectación (m)								
116, 121, 384, 389, 394, 399, 404, 409	Posible incendio y/o explosión por fuga de hidrocarburos en cubierta durante la terminación / Reparación de pozos, debido a Omisión de procedimientos / Indisciplina / Personal no competente / Falla de equipos y líneas / Mala maniobra / Falla mecánica del empacador / Residuos en las paredes de la TR	N/A	N/A	Jet Fire	213.54	128.17	N/A	47.54	32.85	21.14
245, 246, 247	Fuga con Incendio y explosión en conexiones o accesorios por sobrepresión en equipo de medición / Líneas de proceso (principales) durante la operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones, debido a Taponamiento de Líneas / Obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas)	N/A	N/A	Jet Fire	309.86	186.46	N/A	47.68	32.94	21.18
251, 252, 254, 255, 257, 258, 260, 261, 263, 264, 325, 330, 361, 362, 363, 411, 414, 428	Posible Incendio y/o Explosión cuando se presenta una fuga durante operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones / Desmantelamiento / Movilización de equipo / Instalación y prueba de preventores debido a Mala maniobra /Falla de equipo de izaje / Falta de capacitación de personal / Corrosión externa o interna / Operación inadecuada del equipo / Vandalismo / Defectos de fabricación (falla de material) / Conexiones deficientes	N/A	N/A	Jet Fire	309.86	186.46	N/A	47.68	32.94	21.18
29, 106, 346, 350, 354, 358 375, 379	Posible incendio y/o explosión por Descontrol del pozo / Presencia de Brote durante Perforación / Terminación / Reparación de pozos, debido a Falla de equipo de control (preventores, ensamble de estrangulación y válvulas de seguridad) / Instalación inadecuada de válvula H o falla de la misma / Fluido de control inadecuado	N/A	N/A	Jet Fire	1058,68	491,27	N/A	493,09	304,10	153,40

TABLA II.1.1 RADIOS DE AFECTACIÓN POR ESCENARIO MIA-R ICHALKIL

No. Escenario	Descripción	Dispersión tóxica (ppm)			Incendio (kW/m ²)			Explosión (psi)		
		STEL 15	IDLH 100	Tipo de fuego	1.4	5	37.5	0.5	1.0	3.0
		Radios de afectación (m)								
249	Pérdida de contención en separador por sobrepresión en equipo de medición/Líneas de proceso (principales) durante la operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones debido a obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas)	N/A	N/A	Fire Ball	765.62	416.59	112.06	166.05	105.00	56.32

TABLA II.1.2 RADIOS DE AFECTACIÓN POR ESCENARIO MIA-R POKOCH

No. Escenario	Descripción	Dispersión tóxica (ppm)			Incendio (kW/m ²)			Explosión (psi)		
		STEL 15	IDLH 100	Tipo de fuego	1.4	5	37.5	0.5	1.0	3.0
		Radios de afectación (m)								
116, 121, 384, 389, 394, 399, 404, 409	Posible incendio y/o explosión por fuga de hidrocarburos en cubierta durante la terminación / Reparación de pozos, debido a Omisión de procedimientos / Indisciplina / Personal no competente / Falla de equipos y líneas / Mala maniobra / Falla mecánica del empacador / Residuos en las paredes de la TR	N/A	N/A	Jet Fire	134.66	80.52	N/A	44.66	31.10	20.28
245, 246, 247	Fuga con Incendio y explosión en conexiones o accesorios por sobrepresión en equipo de medición / Líneas de proceso (principales) durante la operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones, debido a Taponamiento de Líneas / Obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas)	N/A	N/A	Jet Fire	195.95	117.56	N/A	46.89	32.46	20.95
251, 252, 254, 255, 257, 258, 260, 261, 263, 264, 325, 330, 361, 362, 363, 411, 414, 428	Posible Incendio y/o Explosión cuando se presenta una fuga durante operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones / Desmantelamiento / Movilización de equipo / Instalación y prueba de preventores debido a Mala maniobra /Falla de equipo de izaje / Falta de capacitación de personal / Corrosión externa o interna / Operación inadecuada del equipo / Vandalismo / Defectos de fabricación (falla de material) / Conexiones deficientes	N/A	N/A	Jet Fire	195.95	117.56	N/A	46.89	32.46	20.95
29, 106, 346, 350, 354, 358 375, 379	Posible incendio y/o explosión por Descontrol del pozo / Presencia de Brote durante Perforación / Terminación / Reparación de pozos, debido a Falla de equipo de control (preventores, ensamble de estrangulación y válvulas de seguridad) / Instalación inadecuada de válvula H o falla de la misma / Fluido de control inadecuado	N/A	N/A	Jet Fire	422.39	183.01	N/A	234.40	146.61	76.61

TABLA II.1.2 RADIOS DE AFECTACIÓN POR ESCENARIO MIA-R POKOCH

No. Escenario	Descripción	Dispersión tóxica (ppm)			Incendio (kW/m ²)			Explosión (psi)		
		STEL 15	IDLH 100	Tipo de fuego	1.4	5	37.5	0.5	1.0	3.0
		Radios de afectación (m)								
249	Pérdida de contención en separador por sobrepresión en equipo de medición/Líneas de proceso (principales) durante la operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones debido a obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas)	N/A	N/A	Fire Ball	666.39	362.09	98.26	171.77	108.48	58.02

Nota: N/A: No Alcanza

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

II.2. Interacción de riesgo

TABLA II.1.3 ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD ICHALKIL

No. Del Escenario	Descripción	Descripción de Afectación: 1. Personal; 2. Medio Ambiente; 3. Bienes	
116, 121, 384, 389, 394, 399, 404, 409	Posible incendio y/o explosión por fuga de hidrocarburos en cubierta durante la terminación / Reparación de pozos, debido a Omisión de procedimientos / Indisciplina / Personal no competente / Falla de equipos y líneas / Mala maniobra / Falla mecánica del empacador / Residuos en las paredes de la TR	1.	El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio y/o explosión durante la terminación / reparación de pozos por lo que deberá ser evacuado a partir de la detección de la emisión de material, ya que el nivel de radiación térmica en caso de incendio es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 128 m respecto al origen de la fuga, sufriendo quemaduras de 2º grado si no se protege de inmediato. El personal de apoyo podrá atender la emergencia contando con equipo de protección especial para control de derrames y de conraincendios. No se presenta afectación hacia la población civil.
		2.	Impacto ambiental por derrame de hidrocarburo de baja magnitud debido a la relación de aceite y gas existente. Para el incendio, se presenta una baja magnitud por emisión de gases de combustión generados por incendio y sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio.
		3.	En caso de explosión se consideran daño importantes a equipo en un radio de 21 m con posible pérdida de producción.
245, 246, 247	Fuga con Incendio y explosión en conexiones o accesorios por sobrepresión en equipo de medición / compresión / bombeo / Líneas de proceso (principales) durante la operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones, debido a Taponamiento de Líneas / Obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas)	1.	El personal presente en el área en caso de presentarse una fuga de hidrocarburos con incendio por lo que deberá ser evacuado a partir de la detección de la emisión de material, el nivel de radiación térmica en caso de incendio es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 186 m respecto al origen de la fuga, sufriendo quemaduras de 2º grado si no se protege de inmediato. El personal de apoyo podrá atender la emergencia contando con equipo de protección especial de conraincendios. No se presenta afectación hacia la población civil
		2.	Impacto ambiental por liberación de hidrocarburo de baja magnitud debido a la relación de aceite y gas existente. Para el incendio, se presenta una baja magnitud por emisión de gases de combustión generados por incendio y sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio.
		3.	En caso de explosión se consideran daño importantes a equipo en un radio de 21 m con posible pérdida de producción.

TABLA II.1.3 ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD ICHALKIL

No. Del Escenario	Descripción	Descripción de Afectación: 1. Personal; 2. Medio Ambiente; 3. Bienes	
251, 252, 254, 255, 257, 258, 260, 261, 263, 264, 325, 330, 361, 362, 363, 411, 414, 428	Posible Incendio y/o Explosión cuando se presenta una fuga durante operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones / Desmantelamiento / Movilización de equipo / Instalación y prueba de preventores debido a Mala maniobra /Falla de equipo de izaje / Falta de capacitación de personal / Corrosión externa o interna / Operación inadecuada del equipo / Vandalismo / Defectos de fabricación (falta de material) / Conexiones deficientes	1.	El personal presente en el área en caso de presentarse una fuga de hidrocarburos con incendio y/o deberá ser evacuado a partir de la detección de la emisión de material, ya que el nivel de radiación térmica en caso de incendio es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 186 m respecto al origen de la fuga, sufriendo quemaduras de 2º grado si no se protege de inmediato. El personal de apoyo podrá atender la emergencia contando con equipo de protección especial de contraincendios. No se presenta afectación hacia la población civil.
		2.	Impacto ambiental por derrame de hidrocarburo de baja magnitud debido a la relación de aceite y gas existente. Para el incendio, se presenta una baja magnitud por emisión de gases de combustión generados por incendio y sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio.
		3.	En caso de explosión se consideran daño importantes a equipo en un radio de 21 m con posible pérdida de producción.
29, 106, 346, 350, 354, 358 375, 379	Posible incendio y/o explosión por Descontrol del pozo / Presencia de Brote durante Perforación / Terminación / Reparación de pozos, debido a Falla de equipo de control (preventores, ensamble de estrangulación y válvulas de seguridad) / Instalación inadecuada de válvula H o falla de la misma / Fluido de control inadecuado	1.	El personal presente en el área en caso de presentarse una fuga de hidrocarburos con incendio deberá ser evacuado a partir de la detección de la emisión de material, debido a que el nivel de radiación térmica en caso de incendio es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 491 m respecto al origen de la fuga, sufriendo quemaduras de 2º grado si no se protege de inmediato. El personal de apoyo podrá atender la emergencia contando con equipo de protección especial de contraincendios. No se presenta afectación hacia la población civil
		2.	Impacto ambiental por derrame de hidrocarburo de baja magnitud debido a la relación de aceite y gas existente. Para el incendio, se presenta una baja magnitud por emisión de gases de combustión generados por incendio y sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio.
		3.	En caso de explosión se consideran daño importantes a equipo en un radio de 153 m con posible pérdida de producción.
249	Pérdida de contención en separador por sobrepresión en equipo de medición/Líneas de proceso (principales) durante la operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones debido a obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas).	1.	El personal presente en el área en caso de presentarse una pérdida de contención deberá ser evacuado a partir de la detección de la emisión de material, debido a que el nivel de radiación térmica en caso de incendio es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 416 m respecto al origen de la fuga, sufriendo quemaduras de 2º grado si no se protege de inmediato. El personal de apoyo podrá atender la emergencia contando con equipo de protección especial de contraincendios. No se presenta afectación hacia la población civil.
		2.	Impacto ambiental por derrame de hidrocarburo de baja magnitud debido a la relación de aceite y gas existente. Para el incendio, se presenta una baja magnitud por emisión de gases de combustión generados por incendio y sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio.
		3.	En caso de explosión se consideran daño importantes a equipo en un radio de 56 m con posible pérdida de producción.

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018

TABLA II.1.4 ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD POKOCH

No. Del Escenario	Descripción	Descripción de Afectación: 1. Personal; 2. Medio Ambiente; 3. Bienes	
116, 121, 384, 389, 394, 399, 404, 409	Posible incendio y/o explosión por fuga de hidrocarburos en cubierta durante la terminación / Reparación de pozos, debido a Omisión de procedimientos / Indisciplina / Personal no competente / Falla de equipos y líneas / Mala maniobra / Falla mecánica del empacador / Residuos en las paredes de la TR	1.	El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio y/o explosión durante la terminación / reparación de pozos por lo que deberá ser evacuado a partir de la detección de la emisión de material, ya que el nivel de radiación térmica en caso de incendio es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 80 m respecto al origen de la fuga, sufriendo quemaduras de 2º grado si no se protege de inmediato. El personal de apoyo podrá atender la emergencia contando con equipo de protección especial para control de derrames y de conraincendios. No se presenta afectación hacia la población civil.
		2.	Impacto ambiental por derrame de hidrocarburo de baja magnitud debido a la relación de aceite y gas existente. Para el incendio, se presenta una baja magnitud por emisión de gases de combustión generados por incendio y sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio.
		3.	En caso de explosión se consideran daño importantes a equipo en un radio de 20 m con posible pérdida de producción.
245, 246, 247	Fuga con Incendio y explosión en conexiones o accesorios por sobrepresión en equipo de medición / compresión / bombeo / Líneas de proceso (principales) durante la operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones, debido a Taponamiento de Líneas / Obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas)	1.	El personal presente en el área en caso de presentarse una fuga de hidrocarburos con incendio por lo que deberá ser evacuado a partir de la detección de la emisión de material, el nivel de radiación térmica en caso de incendio es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 117 m respecto al origen de la fuga, sufriendo quemaduras de 2º grado si no se protege de inmediato. El personal de apoyo podrá atender la emergencia contando con equipo de protección especial de conraincendios. No se presenta afectación hacia la población civil
		2.	Impacto ambiental por liberación de hidrocarburo de baja magnitud debido a la relación de aceite y gas existente. Para el incendio, se presenta una baja magnitud por emisión de gases de combustión generados por incendio y sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio.
		3.	En caso de explosión se consideran daño importantes a equipo en un radio de 20 m con posible pérdida de producción.

TABLA II.1.4 ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD POKOCH

No. Del Escenario	Descripción	Descripción de Afectación: 1. Personal; 2. Medio Ambiente; 3. Bienes	
251, 252, 254, 255, 257, 258, 260, 261, 263, 264, 325, 330, 361, 362, 363, 411, 414, 428	Posible Incendio y/o Explosión cuando se presenta una fuga durante operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones / Desmantelamiento / Movilización de equipo / Instalación y prueba de preventores debido a Mala maniobra /Falla de equipo de izaje / Falta de capacitación de personal / Corrosión externa o interna / Operación inadecuada del equipo / Vandalismo / Defectos de fabricación (falta de material) / Conexiones deficientes	1.	El personal presente en el área en caso de presentarse una fuga de hidrocarburos con incendio y/o deberá ser evacuado a partir de la detección de la emisión de material, ya que el nivel de radiación térmica en caso de incendio es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 117 m respecto al origen de la fuga, sufriendo quemaduras de 2º grado si no se protege de inmediato. El personal de apoyo podrá atender la emergencia contando con equipo de protección especial de contraincendios. No se presenta afectación hacia la población civil.
		2.	Impacto ambiental por derrame de hidrocarburo de baja magnitud debido a la relación de aceite y gas existente. Para el incendio, se presenta una baja magnitud por emisión de gases de combustión generados por incendio y sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio.
		3.	En caso de explosión se consideran daño importantes a equipo en un radio de 20 m con posible pérdida de producción.
29, 106, 346, 350, 354, 358 375, 379	Posible incendio y/o explosión por Descontrol del pozo / Presencia de Brote durante Perforación / Terminación / Reparación de pozos, debido a Falla de equipo de control (preventores, ensamble de estrangulación y válvulas de seguridad) / Instalación inadecuada de válvula H o falla de la misma / Fluido de control inadecuado	1.	El personal presente en el área en caso de presentarse una fuga de hidrocarburos con incendio deberá ser evacuado a partir de la detección de la emisión de material, debido a que el nivel de radiación térmica en caso de incendio es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 183 m respecto al origen de la fuga, sufriendo quemaduras de 2º grado si no se protege de inmediato. El personal de apoyo podrá atender la emergencia contando con equipo de protección especial de contraincendios. No se presenta afectación hacia la población civil
		2.	Impacto ambiental por derrame de hidrocarburo de baja magnitud debido a la relación de aceite y gas existente. Para el incendio, se presenta una baja magnitud por emisión de gases de combustión generados por incendio y sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio.
		3.	En caso de explosión se consideran daño importantes a equipo en un radio de 76 m con posible pérdida de producción.
249	Pérdida de contención en separador por sobrepresión en equipo de medición/Líneas de proceso (principales) durante la operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones debido a obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas).	1.	El personal presente en el área en caso de presentarse una pérdida de contención deberá ser evacuado a partir de la detección de la emisión de material, debido a que el nivel de radiación térmica en caso de incendio es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 362 m respecto al origen de la fuga, sufriendo quemaduras de 2º grado si no se protege de inmediato. El personal de apoyo podrá atender la emergencia contando con equipo de protección especial de contraincendios. No se presenta afectación hacia la población civil.
		2.	Impacto ambiental por derrame de hidrocarburo de baja magnitud debido a la relación de aceite y gas existente. Para el incendio, se presenta una baja magnitud por emisión de gases de combustión generados por incendio y sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio.
		3.	En caso de explosión se consideran daño importantes a equipo en un radio de 58 m con posible pérdida de producción.

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018

II.3. Efectos sobre el sistema ambiental

A continuación, se describen los efectos sobre el sistema ambiental.

Descontrol

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

A pesar que la composición de los campos Ichalkil y Pokoch reportan condensados, como resultado de la modelación de consecuencias no se logra formar un charco o derrame de hidrocarburo, lo que se puede presentar es la dispersión de estos condensados en el ambiente.

Fuga

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

A pesar que la composición del campo reporta condensados, como resultado de la modelación de consecuencias no se logra formar un charco o derrame de hidrocarburo, lo que se puede presentar es la dispersión de estos condensados en el ambiente. Probablemente en éste último caso la afectación pudiera presentarse solo cuando el evento ocurriera en época de lluvias por ejercer efecto de lavado de gases propiciando con ello cambio de estado del contaminante al pasar de la atmósfera hacia el mar, sin embargo, éste sería mínimo pues los condensados presentan características físico químicas que mayoritariamente se evaporan.

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

III.1. Recomendaciones técnico-operativas

Durante las sesiones de identificación de riesgos para la manifestación de Impacto Ambiental se obtuvieron un total de **10** recomendaciones las cuales se presentan en la **Tabla III.1.1**

TABLA III.1.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO OPERATIVAS DE LA MIA

Recomendación	Responsable
R1. Elaborar y ejecutar un plan de posicionamiento de plataformas	El Contratista del equipo lo elabora y ejecuta, bajo supervisión del operador de la compañía
R2. Revisar el plan de movilización y desmovilización de los equipos	Contratista del equipo y operador de la compañía
R3. Asegurar que se cuente con estudios geofísicos para ubicación de la plataforma	Contratista del equipo y operador de la compañía
R4. Asegurar que solo aborde personal competente (Rig pass, básico plataformas y barcasas, wellsharp)	Departamento de seguridad de Fieldwood
R5 Asegurar la disponibilidad de los sistemas de H ₂ S, al igual que de Equipo de Respiración Autónoma (ERA) / sistema de cascada	Departamento de seguridad de Fieldwood
R6. Cumplimiento al programa de simulacros	Departamentos de seguridad de Fieldwood / contratista
R7. Notificación oficial de procedimiento y políticas de embalaje e izaje a las compañías prestadoras de servicios	Departamento de operaciones, logística o departamento de seguridad Fieldwood, dependiendo de la instalación donde se lleve a cabo
R8. Incluir en las bases de diseño y en la ingeniería de detalle las salvaguardas necesarias para controlar un evento de sobrepresión (sistemas de monitoreo, válvulas de corte)	Departamento de ingeniería y construcción de Fieldwood
R9. Complementar la identificación de los riesgos, cuando se cuente con la ingeniería de detalle del sistema de proceso (separadores, bombas, compresor, etc.)	Departamento de ingeniería y construcción de Fieldwood
R10. Considerar las simulaciones de los escenarios de riesgo a fuga en línea de transporte, cabezal de producción para determinar sus consecuencias y medidas de control	Departamento de ingeniería y construcción de Fieldwood

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018

III.1.1. Sistemas de seguridad

Los Campos que forman parte de esta Manifestación de Impacto Ambiental, son: Ichalkil y Pokoch.

Para combatir cualquier evento de emergencia Fieldwood Energy cuenta con equipos para mitigar y controlar el evento los cuales se mencionan a continuación.

- Radios Portátiles.
- Planos de rutas de evacuación, centros de comando de brigadas, Puntos de reunión de personal a evacuar.
- Extintores de PQS.
- Extintores de CO₂.
- Equipos de Respiración Autónoma.
- Detectores de Gases Múltiples (CO, H₂S, O₂ Y LEL).
- Kit de Prevención de derrames.
- Kit para rescate en espacios confinados.
- Trajes de bombero completos.
- Barco para combate contraincendio FiFi.
- Programa preliminar de pozos de alivio.
- Kit de Señalización (Rutas de Evacuación, Puntos de reunión, señalamientos, cintas barricadas de precaución, cadenas de plástico y postes de plástico con base).
- Kits de bloqueo y candado en tableros.
- Kit para bloqueo de fugas con hidrocarburo.
- Conos de viento con herraje y poste.
- Kit equipo de Protección Personal para emergencias.

En las actividades de perforación el equipo deberá contar con su preventor, alarmas de mezclas explosivas, de sustancias tóxicas, sus equipos de respiración autónoma.

En caso de ocurrir algún evento de los analizados se activarán el Plan de Respuesta a Emergencia (PRE) y/o el Plan de Contingencia Ambiental (PCA).

III.1.2. Medidas preventivas

Dentro de las medidas de prevención para disminuir los riesgos, durante las operaciones a realizarse en los campos Ichalkil y Pokoch se encuentran:

- Procedimientos Operativos
- Supervisión operativa
- Programas de trabajo (reparación, perforación).
- Cumplimiento del Sistema de Administración.
- Inspecciones de integridad mecánica de los pozos
- Supervisión de contratistas que presentan servicios a Fieldwood Energy
- Evaluación de compañías contratistas antes de realizar cualquier trabajo en los campos Ichalkil y Pokoch (equipos y personal)
- Cumplimiento y seguimiento al SASISOPA

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

IV. RESUMEN

IV.1. Señalar las conclusiones del estudio de riesgo ambiental

Se realiza el Estudio de Manifestación de Impacto Ambiental Regional con Riesgo para la empresa Fieldwood Energy, con base en los lineamientos de la “Guía SEMARNAT-07-008. Presentación del estudio de riesgo para empresas que realizan actividades altamente riesgosas”, generándose las siguientes conclusiones:

Se realizó la identificación y evaluación de riesgos Utilizando la metodología ¿Qué pasa sí...?, a través de reuniones con el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos analizando ocho sistemas, para cada uno de los Campos de donde se obtuvieron **489** escenarios de riesgos, para cada campo, los niveles de riesgo para el rubro ambiental son:

- 0 escenarios corresponden a nivel de riesgo “A” Alto
- 28 escenarios corresponden a nivel de riesgo “M” Medio
- 461 escenarios corresponden a nivel de riesgo “B” Bajo.

De los 489 escenarios analizados y evaluados solo 18 para cada campo se consideran para realizar análisis cuantitativo (modelaciones de consecuencias), agrupándose en 5 modelaciones:

Campo Ichalkil.

No. Escenario	Descripción
116, 121, 384, 389, 394, 399, 404, 409	Posible incendio y/o explosión por fuga de hidrocarburos en cubierta durante la terminación / Reparación de pozos, debido a Omisión de procedimientos / Indisciplina / Personal no competente / Falla de equipos y líneas / Mala maniobra / Falla mecánica del empacador / Residuos en las paredes de la TR
245, 246, 247	Fuga con Incendio y explosión en conexiones o accesorios por sobrepresión en equipo de medición / Líneas de proceso (principales) durante la operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones, debido a Taponamiento de Líneas / Obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas)
251, 252, 254, 255, 257, 258, 260, 261, 263, 264, 325, 330, 361, 362, 363, 411, 414, 428	Posible Incendio y/o Explosión cuando se presenta una fuga durante operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones / Desmantelamiento / Movilización de equipo / Instalación y prueba de preventores debido a Mala maniobra /Falla de equipo de izaje / Falta de capacitación de personal / Corrosión externa o interna / Operación inadecuada del equipo / Vandalismo / Defectos de fabricación (falla de material) / Conexiones deficientes
29, 106, 346, 350, 354, 358 375, 379	Posible incendio y/o explosión por Descontrol del pozo / Presencia de Brote durante Perforación / Terminación / Reparación de pozos, debido a Falla de equipo de control (preventores, ensamble de estrangulación y válvulas de seguridad) / Instalación inadecuada de válvula H o falla de la misma / Fluido de control inadecuado

249 Pérdida de contención en separador por sobrepresión en equipo de medición/Líneas de proceso (principales) durante la operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones debido a obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas)

Campo Pokoch

No. Escenario	Descripción
116, 121, 384, 389, 394, 399, 404, 409	Posible incendio y/o explosión por fuga de hidrocarburos en cubierta durante la terminación / Reparación de pozos, debido a Omisión de procedimientos / Indisciplina / Personal no competente / Falla de equipos y líneas / Mala maniobra / Falla mecánica del empacador / Residuos en las paredes de la TR
245, 246, 247	Fuga con Incendio y explosión en conexiones o accesorios por sobrepresión en equipo de medición / Líneas de proceso (principales) durante la operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones, debido a Taponamiento de Líneas / Obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas)
251, 252, 254, 255, 257, 258, 260, 261, 263, 264, 325, 330, 361, 362, 363, 411, 414, 428	Posible Incendio y/o Explosión cuando se presenta una fuga durante operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones / Desmantelamiento / Movilización de equipo / Instalación y prueba de preventores debido a Mala maniobra /Falla de equipo de izaje / Falta de capacitación de personal / Corrosión externa o interna / Operación inadecuada del equipo / Vandalismo / Defectos de fabricación (falla de material) / Conexiones deficientes
29, 106, 346, 350, 354, 358 375, 379	Posible incendio y/o explosión por Descontrol del pozo / Presencia de Brote durante Perforación / Terminación / Reparación de pozos, debido a Falla de equipo de control (preventores, ensamble de estrangulación y válvulas de seguridad) / Instalación inadecuada de válvula H o falla de la misma / Fluido de control inadecuado
249	Pérdida de contención en separador por sobrepresión en equipo de medición/Líneas de proceso (principales) durante la operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones debido a obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas)

De las 10 modelaciones realizadas se presentan dos escenarios (por campo) con radios mayores de afectación, para cada campo el escenario de descontrol y fuga por vandalismo son los radios de mayor afectación.



Escenario	Radiación térmica 5.0 Kw/m ² (m)	Sobrepresión 1 psi (m)
Ichalkil		
29, 106, 346, 350, 354, 358 375, 379. Posible incendio y/o explosión por Descontrol del pozo / Presencia de Brote durante Perforación / Terminación / Reparación de pozos, debido a Falla de equipo de control (preventores, ensamble de estrangulación y válvulas de seguridad) / Instalación inadecuada de válvula H o falla de la misma / Fluido de control inadecuado.	491.27	304.10
249. Pérdida de contención en separador por sobrepresión en equipo de medición/Líneas de proceso (principales) durante la operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones debido a obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas.	416.59	105.00
Pokoch		
29, 106, 346, 350, 354, 358 375, 379. Posible incendio y/o explosión por Descontrol del pozo / Presencia de Brote durante Perforación / Terminación / Reparación de pozos, debido a Falla de equipo de control (preventores, ensamble de estrangulación y válvulas de seguridad) / Instalación inadecuada de válvula H o falla de la misma / Fluido de control inadecuado.	183.01	146.61
243. Pérdida de contención en separador por sobrepresión en equipo de medición/Líneas de proceso (principales) durante la operación y mantenimiento de sistemas de producción e instalaciones debido a obstrucciones aguas abajo (en plataforma de recibo, cierre de válvulas.	362.09	108.48

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018

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

Los radios resultantes de las modelaciones representan daños solo en la infraestructura de las instalaciones en los campos Ichalkil y Pokoch, no existe afectación a la población civil por radiación o sobrepresión debido a que se trata de instalaciones costafuera.

Se obtuvieron un total de 10 recomendaciones la mayoría de ellas con la finalidad de contar con los equipos de contratista dentro de los requisitos operativos y de seguridad de Fieldwood Energy.

IV.2. Hacer un resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de riesgo ambiental

Del análisis de la información presentada, referente a la descripción del proyecto por etapa, se procedió a ubicar aquellas actividades del proyecto que presumiblemente vayan a generar impactos que incidan sobre los factores ambientales, a los que se le denominará **vectores de impacto**.

Lo anterior se realizó mediante un análisis de las obras y actividades que integran el proyecto y de la consulta de material documental técnico asociado al desarrollo de la industria petrolera en el ambiente y sus consecuencias sobre este. En la **Tabla IV.2.1**, se describe las actividades y obras susceptibles de producir impactos en cada aspecto (abiótico, biótico y socioeconómico), las actividades que se encuentran en nivel de riesgo alto son: “Acondicionamiento del sitio para posicionamiento de ductos y cables submarinos” y “Derrame”, en el **Anexo VIII.2.9**, se encuentra la matriz donde se tiene detallado los niveles de riesgo que tiene cada área.

TABLA IV.2.1 ACTIVIDADES Y OBRAS GENERALES SUCEPTIBLES DE PRODUCIR IMPACTOS

Etapa	Sub-actividad petrolera	Actividades u obras	Posibles impactos
PREPARACIÓN DEL SITIO	Perforación de pozos de desarrollo / pozo letrina	Traslado y posicionamiento de plataformas de perforación	El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo y muy bajo, los aspectos afectados son: Aspectos abióticos: Calidad de aire, Ruido y vibración, Calidad del agua. Aspectos Bióticos: Flora marina, Fitoplancton, Zooplanton e Ictioplanton, Fauna marina, Dinamica del acosistema, Especies normadas, Region Marina Prioritaria, Unidades de gestión ambiental, fragilidad/calidad visual y del fondo escénico. Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleos, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades
	Instalación de plataformas fijas y ductos	Traslado de componentes de plataformas fijas, equipos de proceso y materiales	El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo y muy bajo, los aspectos afectados son: Aspectos abióticos: Calidad de aire, Ruido y vibración, Calidad del agua. Aspectos Bióticos: Flora marina, Fitoplancton, Zooplanton e Ictioplanton, Fauna marina, Dinamica del acosistema, Especies normadas, Region Marina Prioritaria, Unidades de gestión ambiental, fragilidad, calidad visual y del fondo escénico. Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleos, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades

TABLA IV.2.1 ACTIVIDADES Y OBRAS GENERALES SUCEPTIBLES DE PRODUCIR IMPACTOS

Etapa	Sub-actividad petrolera	Actividades u obras	Posibles impactos
		Acondicionamiento del sitio para posicionamiento de ductos y cables submarinos	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en muy bajo, bajo, moderado y alto, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abióticos: Calidad de aire, Ruido y vibración, Características litológicas, Tipología sedimentaria, Otros tipos de riesgos, Calidad del agua, Calidad del sedimento.</p> <p>Aspectos Bióticos: Flora marina, Fitoplancton, Zooplanton e lctioplanton, Fauna marina, Dinamica del acosistema, Especies normadas, Flora litoral costera, Fauna litoral costera, Dinamica del ecosistema costero, Region Marina Prioritaria, Unidades de gestión ambiental, fragilidad, calidad visual y del fondo escénico.</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleos, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades.</p>
CONSTRUCCIÓN	Perforación de pozos de desarrollo / pozo letrina	Perforación de pozos productores / pozo letrina	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo, muy bajo y moderado, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abióticos: Calidad de aire, Ruido y vibración, Características litológicas, Tipología sedimentaria, Otros tipos de riesgos, Calidad del agua, Calidad del sedimento.</p> <p>Aspectos bióticos:Flora marina,Fitoplancton/Zooplanton e lctioplanton, Bentos, Fauna marina, Dinamica del ecosistema, Especies normadas, Región marina prioritaria, Unidades de gestión ambiental y fragilidad, calidad visual y del fondo escénico.</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleos, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades.</p>
		Sistema Mudline Suspension (MLS) y Recuperación de pozos delimitadores	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo y muy bajo, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abióticos: Calidad de aire, Ruido y vibración, Características litológicas, Tipología sedimentaria, Calidad del agua, Calidad del sedimento.</p> <p>Aspectos bióticos: Flora marina,Fitoplancton/Zooplanton e lctioplanton, Fauna marina, Dinamica del ecosistema, Especies normadas,Región marina prioritaria , Unidades de gestión ambiental/ fragilidad, calidad visual y del fondo escénico.</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleo, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades.</p>

TABLA IV.2.1 ACTIVIDADES Y OBRAS GENERALES SUCEPTIBLES DE PRODUCIR IMPACTOS

Etapa	Sub-actividad petrolera	Actividades u obras	Posibles impactos
		Terminación de los pozos productores / pozo letrina	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo y muy bajo, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abióticos: Calidad de aire,Ruido y vibración, Calidad del agua.</p> <p>Aspectos bióticos: Flora marina,Fitoplancton/Zooplanton e lctioplanton, Fauna marina, Dinamica del ecosistema, Especies normadas, Región marina prioritaria, Unidades de gestión ambiental/ fragilidad, calidad visual y del fondo escénico.</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleo, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades.</p>
	Instalación de plataformas fijas y ductos	Hincado de pilotes e instalación de subestructura	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo, muy bajo y moderado, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abióticos: Calidad de aire, Ruido y vibración, Características litológicas, Tipología sedimentaria, Otros tipos de riesgos, Calidad del agua y Calidad del sedimento.</p> <p>Aspectos bióticos: Flora marina,Fitoplancton/Zooplanton e lctioplanton, Fauna marina , Dinamica del ecosistema, Especies normadas, Región marina prioritaria, Unidades de gestión ambiental/Fragilidad, calidad visual y del fondo escénico.</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleo, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades.</p>
		Conformación de plataformas fijas; equipamiento e instalaciones.	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo y muy bajo, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abióticos: Calidad de aire,Ruido y vibración, Calidad del agua.</p> <p>Aspectos bióticos: Flora marina,Fitoplancton/Zooplanton e lctioplanton, Fauna marina, , Dinamica del ecosistema, Especies normadas, Región marina prioritaria, Unidades de gestión ambiental/Fragilidad, calidad visual y del fondo escénico.</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleo, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades.</p>

TABLA IV.2.1 ACTIVIDADES Y OBRAS GENERALES SUCEPTIBLES DE PRODUCIR IMPACTOS

Etapa	Sub-actividad petrolera	Actividades u obras	Posibles impactos
		Transporte, construcción e instalación de ductos y cables submarinos.	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo y muy bajo, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abióticos: Calidad de aire, Ruido y vibración, Características litológicas, Tipología sedimentaria, Otros tipos de riesgos, Calidad del agua, Calidad del sedimento.</p> <p>Aspectos bióticos: Flora marina, Fitoplancton/Zooplanton e Ictioplanton, Bentos, Fauna marina, Region marina prioritaria, Dinamica del ecosistema, Especies normadas, Flora litoral costera, Fauna litoral costera, Dinamica del ecosistema costero, Unidades de gestión ambiental/Fragilidad, calidad visual y del fondo escénico.</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleo, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades</p>
		Transporte, construcción e instalación de ductos ascendentes.	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo y muy bajo, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abióticos: Calidad de aire, Ruido y vibración y Calidad del agua.</p> <p>Aspectos bióticos: Flora marina, Fitoplancton/Zooplanton e Ictioplanton, Fauna marina, Region marina prioritaria, Dinamica del ecosistema, , Especies normadas, Region marina prioritaria, Unidades de gestión ambiental/Fragilidad, calidad visual y del fondo escénico.</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleo, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades.</p>
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	Operación y mantenimiento	Pruebas operativas	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo y muy bajo, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abióticos: Calidad de aire, Ruido y vibración, Calidad del agua.</p> <p>Aspectos bióticos: Flora marina, Fitoplancton/Zooplanton e Ictioplanton, Fauna marina, Dinamica del ecosistema, , Especies normadas, Region marina prioritaria, Unidades de gestión ambiental/Fragilidad, calidad visual y del fondo escénico.</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleo, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades.</p>

TABLA IV.2.1 ACTIVIDADES Y OBRAS GENERALES SUCEPTIBLES DE PRODUCIR IMPACTOS

Etapa	Sub-actividad petrolera	Actividades u obras	Posibles impactos
		Extracción, separación y transporte de hidrocarburos	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo y muy bajo y moderado, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abióticos: Calidad de aire,Ruido y vibración, Calidad del agua.</p> <p>Aspectos bióticos: Flora marina,Fitoplancton/Zooplanton e lctioplanton, Fauna marina, Dinamica del ecosistema, ,Especies normadas, Region marina prioritaria,Unidades de gestión ambiental/Fragilidad, calidad visual y del fondo escénico.</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleo, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades.</p>
		Mantenimiento; predictivo, preventivo, total y correctivo.	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo y muy bajo, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abióticos: Calidad de aire, Ruido y vibración, Características litológicas, Tipología sedimentaria, Otros tipos de riesgos, Calidad del agua y Calidad del sedimento</p> <p>Aspectos bióticos: Flora marina,Fitoplancton/Zooplanton e lctioplanton, Bentos,Fauna marina, Dinamica del ecosistema, ,Especies normadas,Flora litoral costera, Fauna Litoral costera, Region marina prioritaria,Unidades de gestión ambiental/Fragilidad, calidad visual y del fondo escénico</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleo, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades.</p>
DESMANTELAMIENTO Y ABANDONO	Desmantelamiento y abandono	Recuperación de tuberías de revestimiento y cementación de pozos.	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo y muy bajo, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abióticos: Calidad de aire, Ruido y vibración, Características litológicas, Tipología sedimentaria, Otros tipos de riesgos, Calidad del agua y Calidad del sedimento.</p> <p>Aspectos bióticos: Flora marina,Fitoplancton/Zooplanton e lctioplanton,Fauna marina, Dinamica del ecosistema, ,Especies normadas, Region marina prioritaria,Unidades de gestión ambiental/Fragilidad, calidad visual y del fondo escénico.</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleo, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades.</p>

TABLA IV.2.1 ACTIVIDADES Y OBRAS GENERALES SUCEPTIBLES DE PRODUCIR IMPACTOS

Etapa	Sub-actividad petrolera	Actividades u obras	Posibles impactos
		Corte, taponamiento y abandono de ductos submarinos y retiro de cables	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo y muy bajo, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abióticos: Calidad de aire, Ruido y vibración, Características litológicas, Tipología sedimentaria, Calidad del agua y Calidad del sedimento.</p> <p>Aspectos bióticos: Flora marina, Fitoplancton/Zooplanton e Ictioplanton, Bentos, Fauna marina, Dinamica del ecosistema, Especies normadas, Flora litoral costera, Fauna Litoral costera, Region marina prioritaria, Unidades de gestión ambiental/Fragilidad, calidad visual y del fondo escénico.</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleo, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades.</p>
		Retiro de ductos ascendentes y accesorios.	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo y muy bajo, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abioticos: Calidad de aire, Ruido y vibración, Calidad del agua.</p> <p>Aspectos bióticos: Flora marina, Fitoplancton/Zooplanton e Ictioplanton, Bentos, Fauna marina, Dinamica del ecosistema, Especies normadas, Region marina prioritaria, Unidades de gestión ambiental/Fragilidad, calidad visual y del fondo escénico.</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleo, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades.</p>
		Desmantelamiento y retiro de plataformas	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo y muy bajo, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abioticos: Calidad de aire, Ruido y vibración, Calidad del agua.</p> <p>Aspectos bióticos: Flora marina, Fitoplancton/Zooplanton e Ictioplanton, Bentos, Fauna marina, Dinamica del ecosistema, Especies normadas, Region marina prioritaria, Unidades de gestión ambiental/Fragilidad, calidad visual y del fondo escénico.</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleo, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades.</p>

TABLA IV.2.1 ACTIVIDADES Y OBRAS GENERALES SUCEPTIBLES DE PRODUCIR IMPACTOS

Etapa	Sub-actividad petrolera	Actividades u obras	Posibles impactos
EVENTOS DE RIESGO	Desarrollo del proyecto	Incendio	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo y muy bajo, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abióticos: Calidad de aire, Ruido y vibración, Características litológicas, Tipología sedimentaria, Calidad del agua y Calidad del sedimento.</p> <p>Aspectos bióticos: Flora marina, Fitoplancton/Zooplanton e Ictioplancton, Bentos, Fauna marina, Aves marinas, Dinamica del ecosistema, ,Especies normadas, Region marina prioritaria, Unidades de gestión ambiental/Fragilidad, calidad visual y del fondo escénico</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleo, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades.</p>
		Explosión	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo y muy bajo, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abióticos: Calidad de aire, Ruido y vibración, Características litológicas, Tipología sedimentaria, Calidad del agua y Calidad del sedimento.</p> <p>Aspectos bióticos: Flora marina, Fitoplancton/Zooplanton e Ictioplancton, Bentos, Fauna marina, Aves marinas, Dinamica del ecosistema, ,Especies normadas, Region marina prioritaria, Unidades de gestión ambiental/Fragilidad, calidad visual y del fondo escénico</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleo, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades.</p>
		Derrame	<p>El nivel de impacto para esta actividad esta en bajo, moderado y alto, los aspectos afectados son:</p> <p>Aspectos abióticos: Calidad de aire, Características litológicas, Tipología sedimentaria, Calidad del agua y Calidad del sedimento.</p> <p>Aspectos Bióticos: Flora marina, Fitoplancton, Zooplanton e Ictioplancton, Fauna marina, Dinamica del acosistema, Especies normadas, Flora litoral costera, Fauna litoral costera, Dinamica del ecosistema costero, Region Marina Prioritaria, Region terrestre Prioritaria, Region hidrologica Prioritaria, Unidades de gestión ambiental, fragilidad, calidad visual y del fondo escénico, áreas naturales protegidas, AICAS y RAMSAR.</p> <p>Aspectos socioeconómicos: Poblacion vulnerable, servicios, manejo integral de residuos, empleo, desarrollo local y regional, pesca, otras actividades.</p>

Nota: El análisis de actividades en tierra esta orientado solo a las actividades de la Fase 2 de la infraestructura propuesta, donde se contempla el arribo de un oleoducto hacia tierra en el Puerto de Dos Bocas Tabasco.

IV.3. Presentar el informe técnico debidamente llenado

Se presenta en la **Tabla IV.3.1** y **Tabla IV.3.2** los respectivos registros técnicos correspondientes al análisis de consecuencias de los escenarios de riesgo identificados para los campos Ichalkil y Pokoch.

TABLA IV.3.1 ESTIMACIÓN DE CONSECUENCIA ICHALKIL

No. de Registro	No. de Orden	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada (m3/s, m3 o kg/s)		Estado físico	Programa de simulación empleado	Tipo de escenario	Zona de alto riesgo		Zona de amortiguamiento	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad				Distancia (m)	Tiempo (s)	Distancia (m)	Tiempo (s)
1	116, 121, 384, 389, 394, 399, 404, 409		X	108.469	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	Incendio	128.17	17.3167	213.54	17.3167
1	116, 121, 384, 389, 394, 399, 404, 409		X	108.469	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	Explosión	32.85	17.3167	47.54	17.3167
2	245, 246, 247		X	244.054	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	Incendio	186.46	7.69632	309.86	7.69632
2	245, 246, 247		X	244.054	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	Explosión	32.94	7.69632	47.68	7.69632
3	251, 252, 254, 255, 257, 258, 260, 261, 263, 264, 325, 330, 361, 362, 363, 411, 414, 428		X	244.054	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	Incendio	186.46	184.712	309.86	184.712
3	251, 252, 254, 255, 257, 258, 260, 261,		X	244.054	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	Explosión	32.94	184.712	47.68	184.712

TABLA IV.3.1 ESTIMACIÓN DE CONSECUENCIA ICHALKIL

No. de Registro	No. de Orden	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada (m3/s, m3 o kg/s)		Estado físico	Programa de simulación empleado	Tipo de escenario	Zona de alto riesgo		Zona de amortiguamiento	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad				Distancia (m)	Tiempo (s)	Distancia (m)	Tiempo (s)
	263, 264, 325, 330, 361, 362, 363, 411, 414, 428											
4	29, 106, 346, 350, 354, 358 375, 379		X	6778.34	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	Incendio	491.27	598.551	1058.68	598.551
4	29, 106, 346, 350, 354, 358 375, 379		X	6778.34	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	Explosión	304.10	598.551	493.09	598.551
5	249		X	11269.9	Kg	Vapor	Phast 7.2	Incendio	112.06	N/A	416.56	N/A
5	249		X	11269.9	Kg	Vapor	Phast 7.2	Explosión	105.00	N/A	166.05	N/A

Nota: N/A: No Alcanza; N/D: No Disponible

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018

TABLA IV.3.2 ESTIMACIÓN DE CONSECUENCIA POKOCH

No. de Registro	No. de Orden	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada (m3/s, m3 o kg/s)		Estado físico	Programa de simulación empleado	Tipo de escenario	Zona de alto riesgo		Zona de amortiguamiento	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad				Distancia (m)	Tiempo (s)	Distancia (m)	Tiempo (s)
1	116, 121, 384, 389, 394, 399, 404, 409		X	40.0321	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	Incendio	80.52	29.2178	134.66	29.2178
1	116, 121, 384, 389, 394, 399, 404, 409		X	40.0321	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	Explosión	31.10	29.2178	44.66	29.2178
2	245, 246, 247		X	90.0723	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	Incendio	117.56	12.9857	195.95	12.9857
2	245, 246, 247		X	90.0723	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	Explosión	32.46	12.9857	46.89	12.9857
3	251, 252, 254, 255, 257, 258, 260, 261, 263, 264, 325, 330, 361, 362, 363, 411, 414, 428		X	90.0723	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	Incendio	117.56	311.659	195.95	311.659
3	251, 252, 254, 255, 257, 258, 260, 261, 263, 264, 325, 330, 361, 362, 363, 411, 414, 428		X	90.0723	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	Explosión	32.46	311.659	46.89	311.659

TABLA IV.3.2 ESTIMACIÓN DE CONSECUENCIA POKOCH

No. de Registro	No. de Orden	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada (m3/s, m3 o kg/s)		Estado físico	Programa de simulación empleado	Tipo de escenario	Zona de alto riesgo		Zona de amortiguamiento	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad				Distancia (m)	Tiempo (s)	Distancia (m)	Tiempo (s)
4	29, 106, 346, 350, 354, 358 375, 379		X	822.178	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	Incendio	183.01	3072.89	422.39	3072.89
4	29, 106, 346, 350, 354, 358 375, 379		X	822.178	Kg/s	Vapor	Phast 7.2	Explosión	146.61	3072.89	234.40	3072.89
5	249		X	7017.95	Kg	Vapor	Phast 7.2	Incendio	362.09	N/A	666.39	N/A
5	249		X	7017.95	Kg	Vapor	Phast 7.2	Explosión	108.48	N/A	171.77	N/A

Nota: N/A: No Alcanza; N/D: No Disponible

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018

En la **Tabla IV.3.3** y **Tabla IV.3.4** se muestran los respectivos registros técnicos correspondientes los criterios utilizados en el análisis de consecuencias de los escenarios de riesgo identificados para los campos Ichalkil y Pokoch

TABLA IV.3.3 CRITERIOS UTILIZADOS MODELACION ICHALKIL

No. de Registro	No. de Orden	Toxicidad						Explosividad			Radiación Térmica			Otros Criterios
		IDHL	TLV8	TLV15	Velocidad del Viento (m/s)	Estabilidad Atmosférica	Otros	0.5 psi	1.0 psi	Otro (3 psi)	1.4 KW/m ²	5 KW/m ²	Otro (37.5 KW/m ²)	
1	116, 121, 384, 389, 394, 399, 404, 409	--	--	--	1.5	F (Pasquill)	--	47.54	32.85	21.14	213.54	128.17	N/D	--
2	245, 246, 247	--	--	--	1.5	F (Pasquill)	--	47.68	32.94	21.18	309.86	186.46	N/D	--
3	251, 252, 254, 255, 257, 258, 260, 261, 263, 264, 325, 330, 361, 362, 363, 411, 414, 428	--	--	--	1.5	F (Pasquill)	--	47.68	32.94	21.18	309.86	186.46	N/D	--
4	29, 106, 346, 350, 354, 358 375, 379	--	--	--	1.5	F (Pasquill)	--	493.09	304.10	153.40	1058.68	491.27	N/D	--
5	249	--	--	--	1.5	F (Pasquill)	--	166.05	105.00	56.32	765.62	416.59	112.06	--

Nota: N/A: No Alcanza; N/D: No Disponible

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018

TABLA IV.3.4 CRITERIOS UTILIZADOS MODELACION POKOCH

No. de Registro	No. de Orden	Toxicidad						Explosividad			Radiación Térmica			Otros Criterios
		IDHL	TLV8	TLV15	Velocidad del Viento (m/s)	Estabilidad Atmosférica	Otros	0.5 psi	1.0 psi	Otro (3 psi)	1.4 KW/m ²	5 KW/m ²	Otro (37.5 KW/m ²)	
1	116, 121, 384, 389, 394, 399, 404, 409	--	--	--	1.5	F (Pasquill)	--	44.66	31.10	20.28	134.66	80.52	n/d	--
2	245, 246, 247	--	--	--	1.5	F (Pasquill)	--	46.89	32.46	20.95	195.95	117.56	n/d	--
3	251, 252, 254, 255, 257, 258, 260, 261, 263, 264, 325, 330, 361, 362, 363, 411, 414, 428	--	--	--	1.5	F (Pasquill)	--	46.89	32.46	20.95	195.95	117.56	n/d	--
4	29, 106, 346, 350, 354, 358 375, 379	--	--	--	1.5	F (Pasquill)	--	234.40	146.61	76.61	422.39	183.01	n/d	--
5	249	--	--	--	1.5	F (Pasquill)	--	171.77	108.48	58.02	666.39	362.09	98.26	--

Nota: **N/A:** No Alcanza; **N/D:** No Disponible

Fuente: Análisis CSIPA S.A de C.V. 2018

V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

V.1. Anexos

La información que sirvió de sustento para el desarrollo del presente estudio esta incluido en lo diferentes anexos que lo complementan, mismos que se describen a continuación:

Anexo A: Información del Cliente.

Este esta integrado por las características y datos poroporcionadas por Fieldwood Energy para el desarrollo del estudio entre ellos se encuentra:

- Descripción del Proceso
- Conceptulizacion de la Fase 2 del proyecto Ichalkil-Pokoch
- Localización geográfica del proyecto
- Potencial de Pozos en Descontrol
- Escenarios de Blowout en Ichalkil
- Composición esperada del Fluído Campo Pokoch
- Estados mecánicos Ichalkil – Pokoch

Anexo B: Sistema contra incendio.

Se integran de una manera enunciativa mas no limitativa planos típicos de los sistemas contra incendio en una instalación medular de este tipo.

Anexo C: Hojas de Datos de Seguridad.

Se integran las hojas de datos de las sustancias manejadas en la instalación

Anexo D: Modelaciones.

Se anexan las memorias de cálculo obtenidas del software PHAST para los casos de mayor riesgo identificados en la **Tabla I.4.10** Escenarios de mayor riesgo. Para cada caso se adjuntan:

- Resumen de Consecuencias (Radios de Afectación)
- Informa de Vertido y
- Datos de Entrada (alimentación al Software)

Anexo E: Diagramas de Pétalos.



Se plasman en planos de las estructuras marinas los radios de afectación reportados en los resúmenes de consecuencias de las modelaciones realizadas con PHAST.

Anexo F: Hojas de Trabajo.

Se anexan las hojas de trabajo derivadas del software PHA-Pro elaboradas con el grupo multidisciplinario en las sesiones What-If...?

Anexo G: Modelación de derrame

Se anexa el Reporte Técnico “Modelación de Derrames Accidentales de Crudo para el Área Contractual 4”

Anexo H: Catálogo de Escenarios y Jerarquización

A partir de las hojas de trabajo derivadas del software PHA-Pro elaboradas con el grupo multidisciplinario en las sesiones What-If...? se generan:

- Catálogo de escenarios
- Jerarquización de escenarios