

RESUMEN EJECUTIVO

MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL REGIONAL CON RIESGO PARA EL PROYECTO ICHALKIL-POKOCH



DATOS GENERALES

El Nombre del presente estudio es: **Manifiesto de Impacto Ambiental Regional con riesgo, para el proyecto integral de extracción Ichalkil-Pokoch.**

Cabe destacar que el nombre del proyecto será simplificado como: “**Proyecto Ichalkil-Pokoch**”.

El Proyecto Ichalkil-Pokoch, se localiza en la provincia petrolera Cuencas del Sureste (Subdirección de Producción Bloque ASO2), y se encuentra delimitada por dos campos (Ichalkil y Pokoch) pertenecientes al área contractual 4. Dichos campos cuentan con una superficie aproximada total de 58 km² (45.096 km² para el Campo Ichalkil y 12.870 km² para el Campo Pokoch).

La **Figura 1** muestran la ubicación y generalidades del Proyecto Ichalkil-Pokoch.

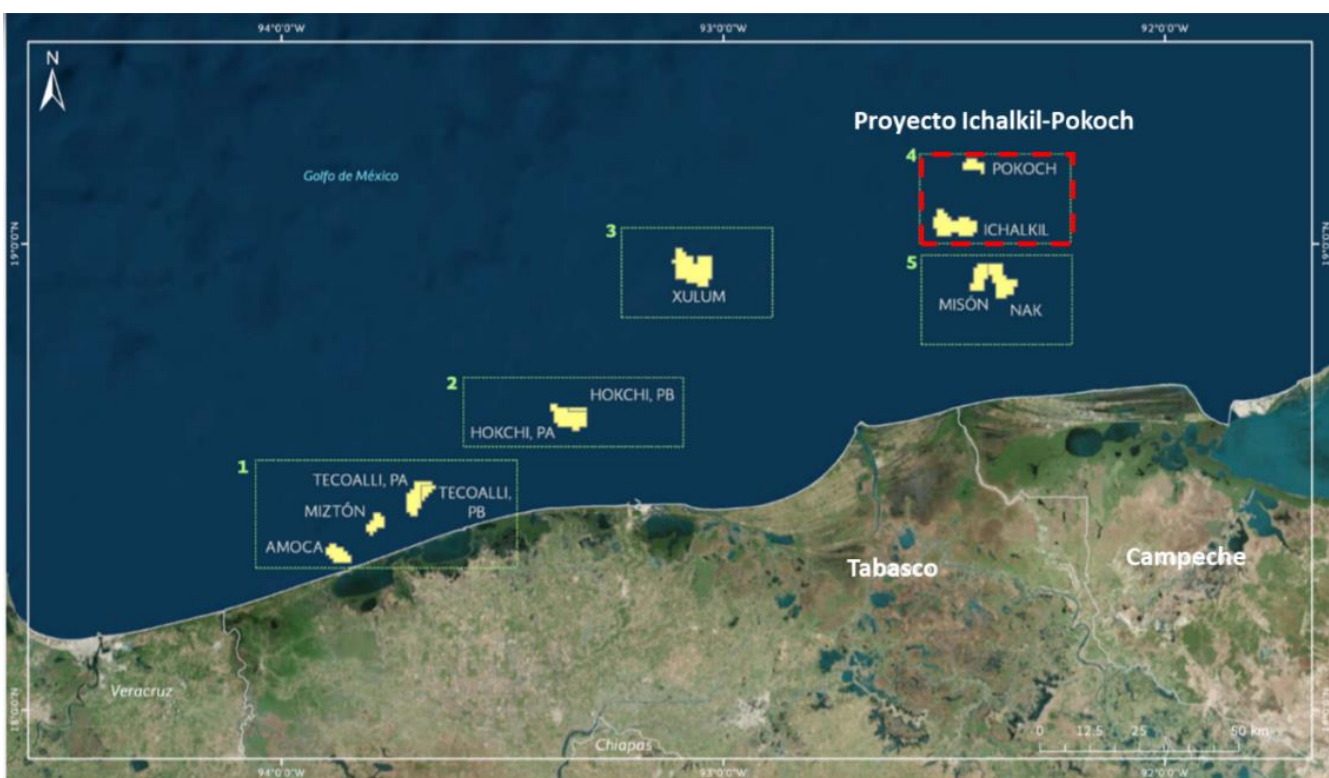


FIGURA 1 LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO ICHALKIL-POKOCH

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2015

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

De acuerdo con el contrato CNH-R01-L02-A4-2015, para la ejecución de la Periodo de Desarrollo del Proyecto Ichalkil-Pokoch, se contempla una vigencia de **23 años**, mismo que podrá extenderse al solicitarse y autorizarse dos prorrogas por un periodo adicional de cinco años cada una.

Objetivo general

El objetivo principal del Proyecto Ichalkil-Pokoch es llevar a cabo la ejecución del Período de Desarrollo para lograr la extracción, separación y transporte de hidrocarburos con apego al contrato celebrado con la CNH y sin exceder los beneficios que el mismo otorga sobre el Área Contractual número 4, ajustándose para ello a la legislación mexicana vigente y realizando la integración al Proyecto Ichalkil-Pokoch aspectos de viabilidad: productiva, técnica, económica, ambiental y sociocultural.

Objetivos específicos

- Desarrollar actividades de perforación de al menos 19 pozos (17 en el campo Ichalkil y 2 en Campo Pokoch).
- Instalación de cuatro plataformas fijas (2 Estructuras Ligeras Marinas “ELM” y 2 octápodos).
- Instalación de ductos para el transporte y distribución de hidrocarburos.
- Instalación de equipo de proceso para la separación, medición y transporte de hidrocarburos.

Como se ha descrito anteriormente, se ha contemplado la instalación de 4 plataformas fijas: dos plataformas recuperadoras para los pozos y dos plataformas de perforación-producción, las cuales han sido denominadas como se indica a continuación: E.L.M. Pokoch 1-DEL, octápodo Ichalkil-A, octápodo Ichalkil-B, y E.L.M. Ichalkil 2-DEL

La ubicación geográfica de las 4 plataformas fijas que serán empleadas para el desarrollo del Proyecto Ichalkil-Pokoch se encuentran establecidas en la **Tabla 1**.

TABLA 1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS PLATAFORMAS FIJAS

Nombre de la plataforma	Función	Oeste	Norte
E.L.M. Pokoch 1-DEL	Recuperadora de pozo delimitador	Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP.	
Ichalkil-A (Octápodo)	Perforación y producción		
Ichalkil-B (Octápodo)	Perforación y producción		
ELM Ichalkil 2-DEL	Recuperadora de pozo delimitador		

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, 2018.

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

El desarrollo del Proyecto Ichalkil-Pokoch, conceptualiza la ejecución de obras y actividades llevando a cabo dos fases “Fase 1” y “Fase 2”.

Fase 1, Proyecto Ichalkil-Pokoch.

Para la 1ra Fase 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 plan 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 medición, transfiriéndose la propiedad y custodia de la producción tanto de gas como de aceite a PEMEX, 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 independiente 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 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

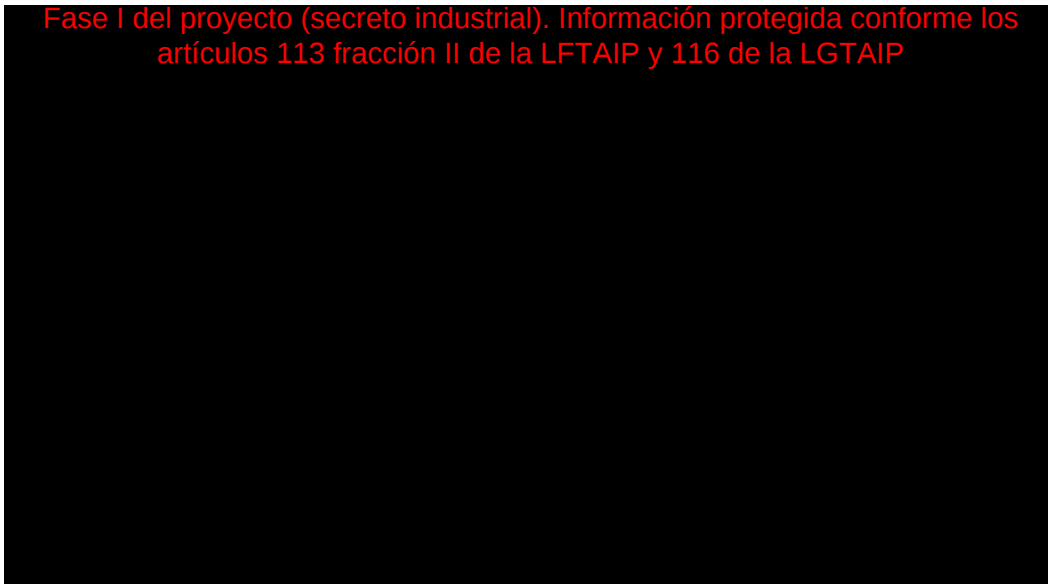


FIGURA 2 FASE 1 DEL PROYECTO ICHALKIL-POKOCH

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

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Fase 2, Proyecto Ichalkil-Pokoch

En una segunda fase 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, 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 venta y entrega 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 3** se presenta gráficamente la Fase 2 del Proyecto Ichalkil-Pokoch.

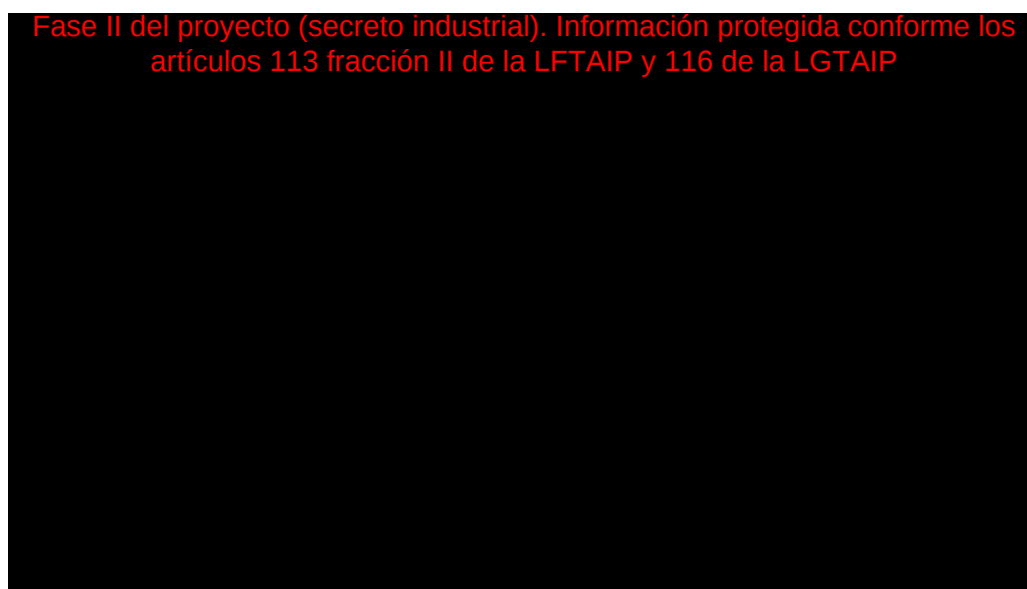


FIGURA 3 FASE 2 DEL PROYECTO ICHALKIL-POKOKH

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 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 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.

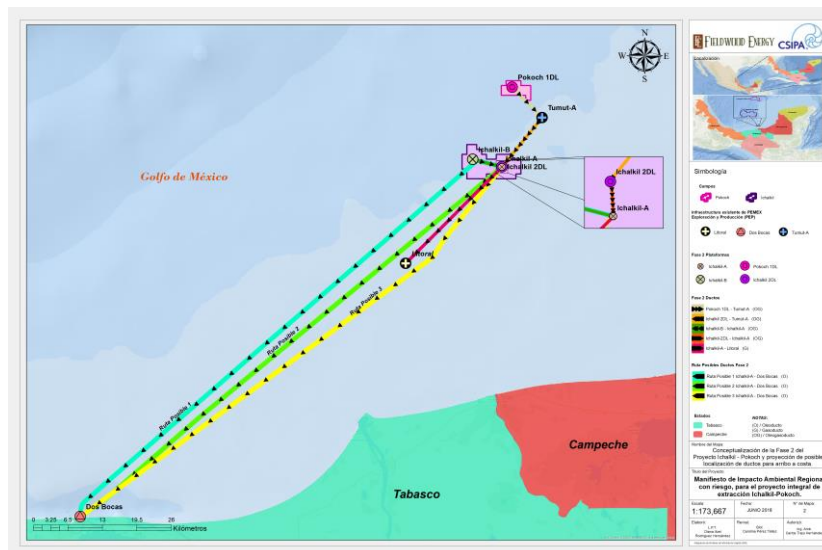


FIGURA 4 CONCEPTUALIZACIÓN DE LA FASE 2.

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

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Dimensiones del proyecto

A continuación, la **Tabla 2** y **Tabla 3**, se detalla el desglose aproximado de la superficie requerida para la instalación de la red de líneas de ductos, así como la superficie total para la instalación de plataformas.

TABLA 2 ESTIMACIÓN DE SUPERFICIE PARA LA INSTALACIÓN DE DUCTOS SUBMARINOS

Ruta del ducto o cable submarino	Tipo de ducto	Diámetro (m)	Longitud (km)	Derecho de vía (m)	Profundidad de dragado (m)	Superficie requerida (ha)	Lecho marino a remover (m³)
Ductos contemplados a construirse para la Fase 1							
Pokoch-1DEL -Tumut-A	OG	0.4064	7.3	1.5	1	1.391	13,916.72
Ichalkil 2DEL -Tumut-A	OG	0.6096	11.6			2.447	24471.36
Ichalkil-A – Ichalkil-2DL (V.F.P)	OG	0.4064	1			0.190	1906.4
Total						4.029	40,294.48
Ductos contemplados a construirse Fase 2							
Ichalkil-B – Ichalkil-A	OG	0.4064	4.7	1.5	1	0.896	8,960.08
Ruta Posible 2; Ichalkil-A – Dos Bocas	O	0.508	100			21.096	210,960
Ichalkil-A – Litoral	G	0.6096	25			5.02	50,200
Total						27.012	270,120.08

Nota: OG; Oleogasoducto, O; Oleoducto, G; Gasoducto.

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, 2018.

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

TABLA 3 SUPERFICIE APROXIMADA REQUERIDA PARA LAS INSTALACIÓN DE PLATAFORMAS

Plataforma	Tipo	Cantidad	Área por instalación (m²)*	Superficie Total requerida (Ha)
Plataformas a instalarse en la Fase 1				
E.L.M	Estructura ligera marina	2	150	0.003
Plataformas a instalarse en la Fase 2				
P. Octápodo	Octápodo	1	2,675	0.2675
P. Octápodo	Octápodo	1	2,675	0.2675
Superficie Total (Ha)				0.538

Nota: * Incluye las dimensiones de la cubierta de producción y la cubierta superior.

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Se estima que la ejecución de la etapa de desarrollo del Proyecto Ichalkil-Pokoch, que incluye la construcción de la infraestructura, la perforación de pozos de desarrollo, la operación y mantenimiento de esa infraestructura y el taponamiento y abandono de los pozos y la infraestructura es de \$32,633.00 millones de pesos M.N. (1,643,152.06 millones de dólares de E.U.A., considerando el tipo de cambio de 19.86 MXP/dólar del 05 de junio de 2018),

El costo de inversión para la operación de las estrategias de prevención, control y mitigación ambiental se estiman de entre un 1% y un 3 % de los costos totales del proyecto.

En términos generales el Proyecto contempla principalmente 3 actividades petroleras dentro de sus objetivos; **extracción, separación y transporte** de hidrocarburos mediante ductos hacia sitios de procesamiento. Las características esenciales que conforman al Proyecto Ichalkil-Pokoch se describen a continuación en la **Tabla 4**.

TABLA 4 DESCRIPCIÓN DE OBRAS Y ACTIVIDADES DEL PROYECTO

Etapas	Actividades y obras	Descripción	
Preparación del sitio	Traslado y posicionamiento de plataformas Jack up o Liftboat	- Remolque mediante remolcadores. - Posicionamiento en sitios proyectados (GPS, buzos, etc.). - Prueba de equipos (Jack up).	
	Traslado de componentes de plataformas fijas, equipos de proceso y materiales.	- Construcción en tierra de componentes. - Carga, amarre y transporte de componentes con apoyo de chalanes y remolcadores. - Transporte de insumos mediante abastecedores.	
	Acondicionamiento del sitio para posicionamiento de ductos y cables submarinos.	- Remoción del lecho marino (barcaza convencional). - Excavación en zona terrestre (maquinaria pesada).	
Construcción	Perforación de pozos.	- Colocación de templetes . - Perforación direccional (+/- 800 a +/-1600 m) de entre 6 y 7 etapas. - Profundidad entre 5,800 m y 6,000 m. - Perforación por etapa : perforación de la etapa, toma de información, introducción y cementación de tubería de revestimiento, conexiones superficiales de control.	
	Disposición de lodos y recortes de perforación	Base agua Vertimientos al mar conforme a las disposiciones de LVZMM. Lodos 1050 ton/pozo. Recortes 850 ton/pozo.	Emulsión inversa Transporte a tierra para su manejo adecuado. Lodos 1734 ton/pozo. Plan de manejo de lodos y recortes.
	Sistema Mudline Suspension (MLS) y Recuperación de pozos delimitadores (Ichalkil-2DEL y Pokoch-1DEL).	Sistema MLS: 1)Colocación de tapones de cemento, 2)Retiro de preventores, 3)Retiro los cabezales, 4) Recuperación TR, 5)Colocación sistema MLS y tapón de corrosión. Recuperación de pozos: 1)Posicionar equipo de perforación, 2)Recuperar tapones, 3)Instalar y probar cabezales y preventores, 4)Rebajar tapones de cemento y retenedores de abandono, 5)Terminación del pozo.	
	Terminación de pozos.	- Estimulación de intervalo con fluido de control. - Extracción de fluidos y control de pozo con aparejo. - Instalación de equipos de control de pozos (cabezales, preventores y árbol de válvulas). - Inyección de N2 o HCl (en caso de requerirse).	

TABLA 4 DESCRIPCIÓN DE OBRAS Y ACTIVIDADES DEL PROYECTO

Etapa	Actividades y obras	Descripción
Construcción	Hincado de pilotes e instalación de subestructura.	- Ubicación con boya del lugar de posicionamiento (GPS). - Anclaje del barco/grúa. - Inspección con buzos del fondo marino. - Lanzamiento o izaje y nivelación de subestructura (barco/grúa). - Hincado pilotes mediante martilleo. - Soldado de placas de ajuste (subestructura/pilotes).
	Conformación de plataformas fijas; equipamiento e instalaciones.	- Nivelación e instalación de superestructura. - Soldado subestructura/superestructura. - Instalación de equipo e interconexiones electromecánicas.
	Transporte, construcción e instalación de ductos y cables submarinos.	- Transporte de tubería lastrada y cables mediante chalanes-remolcadores. - Soldado de tuberías. - Radiografiado y protección anticorrosiva. - Tendido y soterrado de ductos y cables. - Acolchonamiento en caso de cruces. - Colocación de accesorios para interconexiones.
	Transporte, construcción e instalación de ductos ascendentes.	- Transporte de ductos mediante chalanes-remolcadores. - Inspección y limpieza de la pierna de la plataforma. - Colocación de ducto con grúa y fijación con abrazaderas. - Soldadura de ducto ascendente y curva de expansión con la línea regular del ducto. - Prueba hidrostática.
Operación y mantenimiento	Pruebas operativas.	- Prueba de pre-arranque - Prueba de producción
	Extracción, separación y transporte de hidrocarburos.	- Sistema de bombeo electrocentrífugo - Medición operacional; gas y aceite. - Separación en dos etapas. - Estabilización de hidrocarburos. - Medición de Transferencia de custodia. - Determinación de propiedades del crudo. - Compresión Booster. - Bombas electrocentrífugas reforzadoras. - Transporte por ductos de fase gas y aceite. - Recepción y almacenamiento de crudo.
Operación y mantenimiento	Disposición de aguas de formación (Congénitas).	Inyección en formaciones receptoras en pozo.
	Mantenimiento; predictivo, preventivo, total y correctivo.	- Mantenimiento a plataformas. - Mantenimiento de equipo e instrumentos. - Mantenimiento de ductos. - Reparaciones en pozos, mayores y menores.

TABLA 4 DESCRIPCIÓN DE OBRAS Y ACTIVIDADES DEL PROYECTO

Etapas	Actividades y obras	Descripción
Abandono del sitio	Recuperación de tuberías de revestimiento y cementación de pozos.	- Efectuar control del pozo con fluido de control. - Cementación. - Pruebas de hermeticidad - Cortar/desconectar y recuperar tuberías de revestimiento a nivel del lecho marino - Colocar tapón de abandono a conductor (para pozos con MLS) - Inspeccionar el lecho marino y verificar la hermeticidad del pozo
	Corte, taponamiento y abandono de ductos submarinos y retiro de cables.	- Limpieza interior de los ductos submarinos. - Inyección de un inhibidor de corrosión y posteriormente serán llenados con agua de mar - Desalojo del fluido remanente contenido en la tubería - Se colocarán los tapones soldados al inicio y fin del ducto para ser abandonados en el fondo de lecho marino
	Retiro de ductos ascendentes y accesorios.	- Se desmantelará la tubería instalada en las plataformas, desinstalarán los elementos que integran el ducto ascendente - se realizará la desconexión y el retiro del "cuello de ganso" y de las abrazaderas del ducto ascendente. - Se hará un corte entre la curva de expansión y la línea regular del ducto, retirando esa curva y colocando tapones de abandono en los extremos de la línea regular para proceder con el descenso y abandono de esa línea al fondo del mar.
	Desmantelamiento y retiro de plataformas.	- Evacuación de los hidrocarburos y fluidos de los equipos (trampa de diablos, separadores, etc.) y sistemas de tuberías. - Desconexión y retiro de equipos mayores, desmontaje de la superestructura y de las estructuras mayores

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, 2018.

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Puntos de Medición

Para el caso del monitoreo de la calidad y cantidad de los hidrocarburos se tendrán puntos de Medición o de Transferencia de Custodia contando con sistemas de medición para la determinación de las propiedades y cantidades de las fases generadas (gas y aceite). Los puntos de Transferencia y Custodia por Fases de desarrollo se exponen a continuación en la **Tabla 5**.

TABLA 5 PUNTOS DE MEDICIÓN SEGÚN FASES DE DESARROLLO

Fase de desarrollo	Punto de medición	Tipo de producto monitoreado
1	Tumut-A	Aceite y Gas
2	Salida de los tanques de recibo y almacenamiento del hidrocarburo en Dos Bocas	Aceite
	CP Litoral	Gas

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, 2018.

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Para la Fase 1 se ha establecido el Punto de Medición en la plataforma Tumut-A de la producción tanto de gas como de aceite. De aprobarse en este sitio el Punto de Medición se tiene considerado vender tanto el gas como el aceite a PEMEX, por lo Fieldwood Energy E&P México dejará de tener responsabilidad sobre el manejo del hidrocarburo a partir de Tumut-A en lo que respecta a la Fase 1.

De manera particular en la Fase 2 para la fase aceite se pretende establecer el punto de Medición en tierra, el cual estará ubicado a la salida de los tanques de recibo y almacenamiento de la terminal (operada por un tercero), a la que se le entregará la custodia de producción desde la llegada al los tanques. Es importante comentar que la terminal de recibo y almacenamiento no forma parte del proyecto Ichalkil-Pokoch, por lo que Operador de la misma será el responsable de cumplir con las regulaciones pertinentes en materia ambiental y del sector de hidrocarburos, incluyendo la presentación de la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) que corresponda a todo el proyecto de la terminal. Para efectos de la presente manifestación, cabe señalar que el alcance de la responsabilidad del manejo por parte de Fieldwood Energy E&P México será tal por lo manifestado en el párrafo presedente.

Para el caso de la fase gas en la Fase 2 se ha propuesto establecer Punto de Medición en CP Litoral, en donde se transferiría la propiedad del producto por lo que en cualquier caso, la responsabilidad de Fieldwood Energy E&P México sobre el manejo de la producción de gas será a la recepción del producto en CP Litoral.

Es importante comentar que en los Puntos de Medición o de Transferencia de custodia, se realizan la entrega de la producción a terceros (ya sea en venta o únicamente en custodia) por lo que en todo caso en dichos puntos Fieldwood Energy E&P México, dejará de tener responsabilidades sobre el manejo de los hidrocarburos así como de las cuestiones operativas de la infraestructura que haga recepción de la producción ya sea de gas o aceite conforme se describió anteriormente.

Programa de trabajo

De acuerdo con lo descrito y considerando que Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., ha concluido con el Período de Evaluación (2 años) el cual es el plazo contractual establecido en el contrato entre la CNH y el contratista.

El programa general del Proyecto Ichalkil-Pokoch se enfoca específicamente en las obras y actividades que conforma el Período de Desarrollo, las cuales están proyectadas a realizarse en **23 años**.

En términos generales, el programa general de la etapa de desarrollo del Proyecto Ichalkil-Pokoch, se limita a cinco actividades o tareas específicas mismas que se presentan a continuación en la **Figura 5**.

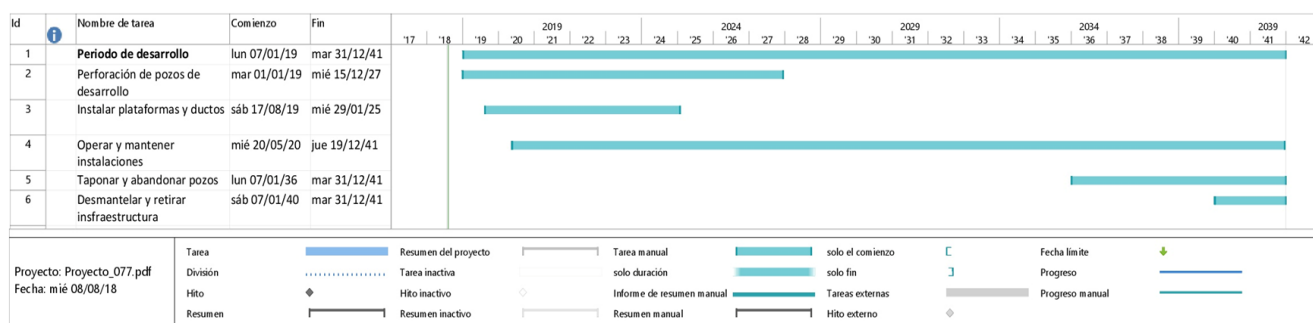


FIGURA 5 PROGRAMA GENERAL DE ETAPA DE DESARROLLO DEL PROYECTO ICHALKIL-POKOCH

Fuente: Fieldwood Energy E&P México, 2018.

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Residuos

Derivado de las obras y actividades que se llevarán a cabo para el desarrollo del Proyecto Ichalkil-Pokoch se estarán generando diversos residuos los cuales estarán sujetos a la legislación y disposiciones correspondientes según el tipo de residuo del que se trate: Residuo Solido Urbano (RSU), Residuo de Manejo Especial (RME) o Residuo Peligroso (RP).

Hasta el momento se han identificado diversos tipos de residuos los cuales han sido clasificados diferenciando entre los que presentan alguna característica de peligrosidad. El manejo integral de los residuos generados por la ejecución del Proyecto Ichalkil-Pokoch tomará como base principal las disposiciones presentes en la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR) y su respectivo reglamento además de las regulaciones existentes en las normas oficiales mexicanas referentes a la generación, manejo, transporte, tratamiento y disposición final de los residuos en general.

Descargas de aguas residuales

Cierto tipo de actividades y obras que incluye el Proyecto Ichalkil-Pokoch serán susceptibles a generar descargas de aguas residuales, en la **Tabla 6** se establecen la clasificación de las descargas aguas residuales, su origen y el sitio de disposición final de las mismas.

TABLA 6 DESCARGA DE AGUAS RESIDUALES

Perfil de descarga	Origen de descarga	Sitio de descarga
Doméstico	Servicio sanitario	Descarga al mar cumpliendo con la NOM-001-SEMARNAT-1996 y disposiciones aplicables.
	Limpieza en general	
Industrial	Limpieza en áreas con remanentes (grasa, aceite y diésel).	Inyección en pozo letrina
	Aguas congénitas	

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Derivado de las obras y actividades que implica el desarrollo del Proyecto Ichalkil-Pokoch se han identificado en general 5 tipos de descargas de dos perfiles diferentes; industrial y doméstico respectivamente. Estas descargas serán generadas durante la ejecución de las diversas etapas de proyecto.

Las descargas de agua residual que se generen en las plataformas y embarcaciones a lo largo de la vida del Proyecto Ichalkil-Pokoch serán sometidas a sistemas de tratamiento para posteriormente ser descargadas al mar cumpliendo para ellos con los límites máximos permisibles establecidos en la NOM-001- SEMARNAT-1996, que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales y de manera previa se obtendrá la autorización mediante el trámite “CNA-01-001 Permiso de descarga de aguas residuales” ante la CONAGUA para realizar el vertimiento de las aguas tratadas al mar .

Generación de emisiones a la atmósfera. (Gases de efecto invernadero)

Para el caso del Proyecto Ichalkil-Pokoch se considerarán las relacionadas a la extracción, separación y transporte de gas y aceite. A continuación, en la **Tabla 7** se presentará la identificación de emisiones realizando su clasificación y relacionándola con la fuente de emisión.

TABLA 7 EMISIONES GENERADAS POR EL PROYECTO ICHALKIL-POKOCH

Emisión	Fuente	Tipo	Contaminantes emitidos
Quema de combustibles fósiles	Equipos y maquinaria	Directas	GEI; Óxidos de Nitrógeno (NOx), Monóxido de Carbono (CO), Dióxido de Carbono (CO ₂), Ozono (O ₃), entre otros.
	Barcos	Directas	
Actividades de corte; instalación, mantenimiento y retiro de ductos y plataformas	Equipos de corte	Directas	Partículas
Actividades de soldado; instalación, mantenimiento y retiro de ductos y plataformas	Equipos de soldado	Directas	Humos de soldadura
Actividades petroleras; extracción, separación y transporte (ductos).	Venteos	Fugitivas	Principalmente metano (CH ₄) y bióxido de carbono (CO ₂)
	Fugas		

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Es importante mencionar que la empresa Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., realizará un control y mitigación en cuanto a emisiones a la atmosfera se refiere; se optará en la medida de lo posible tener una eficiencia adecuada mediante actividades de mantenimiento de equipos e infraestructura y además se contarán con procedimientos enfocados a reducir emisiones para las actividades que generen contaminación atmosférica (parada de equipos, quema, disturbios en el sistema, etc.).

Ruido

El ruido ambiental, se considera como la perturbación acústica que se presenta en un área determinada y que puede ser producida por un número indeterminado de fuentes, en donde influyen por las contribuciones de las reflexiones de los confinamientos del área, las de los objetos que se encuentran en el área y las de los efectos micro climáticos relacionados con el fenómeno de la propagación sonora.

Se considera que los mayores niveles de generación del ruido ambiental durante el desarrollo de las actividades del Proyecto Ichalkil-Pokoch, se presentarán en los trabajos de hincado de pilotes, durante las maniobras colocación de las estructuras y la operación de las embarcaciones, que generalmente están en constante movimiento y su emisión de ruido es continua, ya que sus motores y equipos estarán funcionando durante el proceso de instalación, perforación o en las actividades del tendido de ductos.

VINCULACIÓN CON LOS ORDENAMIENTOS JURÍDICOS APLICABLES

Como se estipula en el artículo 28 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y 5° Reglamento en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental aplicables, se debe hacer uso de lo determinado en la guía para la presentación de la manifestación de impacto ambiental.

Por lo tanto, se analizó la información de los diversos instrumentos jurídicos y/o normativos que regulan las obras o actividades a desarrollar en el proyecto y los cuales deberán ser observados en las diferentes etapas de desarrollo del proyecto.

Es de relevancia señalar que algunos de los instrumentos regulatorios son tanto de carácter administrativo como operacional, por lo que su ámbito; en algunos solo se aplicará hasta que el proyecto se encuentre en operación.

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA AMBIENTAL REGIONAL (SAR)

La zona del Proyecto y el Sistema Ambiental Regional forman parte de un sistema de importancia ecológica, pesquera e industrial debido a su diversidad de especies, su gran potencial pesquero y por la explotación de hidrocarburos. Más del 80% del petróleo y del 95% del gas natural nacional se producen en el Golfo de México (Lara-Lara et al., 2008).

De acuerdo con la revisión bibliográfica, la zona recibe un importante aporte de agua continental a través de las descargas de los principales ríos de Norteamérica. Concretamente, la sección mexicana recibe el 60% de la descarga nacional y posee el 75% de la superficie de ambientes estuarinos (Botello, Villanueva, & Díaz, 1997).

Con respecto a los parámetros fisicoquímicos evaluados a nivel de columna de agua (salinidad, pH, temperatura, concentración de oxígeno disuelto y turbidez), se reportaron valores considerados normales o típicos para el Golfo de México.

En lo que concierne a los Hidrocarburos Totales de Petróleo (HTP), Hidrocarburos Aromáticos de Petróleo (HAP) e Hidrocarburos Monoaromáticos Volátiles (BTEX), los niveles de concentración estuvieron por debajo de los límites de cuantificación de los métodos analíticos, salvo en las muestras colectadas en las locaciones P1-F y P2-S del campo Pokoch, las cuales registraron niveles detectables de HTP - Fracción Pesada de 0.81 y 17.60 mg/L respectivamente y que superaron el valor límite de referencia establecido por la UNESCO.

Este hallazgo podría tener relación con la cercanía de las chapopoterías o emanaciones naturales de petróleo existentes en el Activo Cantarell, o ser el resultado de descargas incidentales de las embarcaciones que circulan en el área de estudio o de un derrame producto de las actividades hidrocarburíferas realizadas en las inmediaciones del área del Proyecto. Cabe señalar que no se observaron películas oleosas durante la colecta de muestras de agua de mar.

Para evaluar la concentración de nutrientes se tomaron en cuenta los siguientes parámetros: amonio (NH_4), nitritos (NO_2), nitratos (NO_3), fosfatos (PO_4) y silicatos (SiO_3). La concentración de NH_4 se mantuvo por debajo del límite de cuantificación del método analítico, mientras que la de NO_2 y NO_3 varió entre 0.05 y 0.143 mg/L.

Asimismo, los niveles de concentración de Silicatos-Sílice fluctuaron entre 0.44 y 5.76 mg/L, y la de Silicatos-Silicio entre 0.20 mg/L y 0.69 mg/L; en tanto que los niveles de PO_4 oscilaron entre 0.054 y 0.209 mg/L. No se observaron condiciones marcadas de eutrofización ni sectores marinos con coloración anómala asociados a eventos de “marea roja” o proliferación excesiva de microalgas.

Con respecto a las concentraciones de metales, se registraron niveles detectables de “hierro” (Fe), uno de los cuales superó el nivel de referencia establecido por la NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration). Los niveles detectables de “zinc” (Zn), “bario” (Ba) y “vanadio” (V) no llegaron a exceder los valores límite de la guía de referencia internacional.

A nivel de fondo marino, se detectó en sedimento una concentración de HTP – Fracción Pesada de 833.33 mg/kg en la estación IC2 del campo Ichalkil, valor que excedió el nivel de referencia TEL (Threshold Effect Levels = 70 mg/kg) del SQRT (Screening Quick Reference Tables) de la NOAA o valor de concentración por debajo del cual los efectos adversos esperados son raramente observados (10%). No se reportaron niveles detectables de HAP.

Asimismo, y en relación a los metales pesados, se registraron concentraciones de “bario” (Ba) por encima del TEL en cinco locaciones. Todas las muestras de sedimento marino presentaron concentraciones de “cadmio” (Cd) que superaron el nivel de referencia del TEL pero no excedieron el PEL (Probable Effect Level) o nivel de concentración por encima del cual los efectos adversos son frecuentemente observados (50%). Sin embargo, en el caso del “níquel” (Ni) se reportaron concentraciones que superaron el nivel de referencia del PEL en todas las muestras colectadas.

Por otra parte, la granulometría se caracterizó por la mayor presencia de la fracción “limo” respecto a la “arena” y “arcilla”, determinándose una marcada dominancia de la textura franco-limosa, con un contenido de materia orgánica entre 2.52 y 4.35%, y valores de potencial redox que variaron entre 121 y 190.3 mV, lo cual evidencia condiciones favorables en el medio marino para las reacciones de oxidación. No se percibieron señales de anoxia ni olor a sulfuro durante la colecta de muestras de sedimento.

En lo que concierne a la producción primaria, se determinaron 273 taxa de microalgas, entre dinoflagelados, diatomeas, sílicoflagelados, cianofíceas y criptófitas; y una composición específica del fitoplancton que se caracterizó por la dominancia de la *cianofícea Nodularia harveyana* y las diatomeas *Cylindrotheca closterium*, *Diploneis* cf. *bombus*, *Diploneis* cf. *incurvata*, *Navicula* cf. *platyventris*, *Navicula* cf. *pelliculosa*, *Psammodictyon* cf. *panduriforme*, *Pseudo-nitzschia* aff. *delicatissima*, *Pseudo-nitzschia* aff. *pseudodelicatissima* y *Pseudo-nitzschia* aff. *pungens*. Cabe destacar el hallazgo de microalgas asociadas frecuentemente a la síntesis de biotoxinas y a la ocurrencia de eventos de “marea roja” o Floraciones Algaes Nocivas (FAN).

Entre los productores secundarios se registraron 33 taxa de organismos del zooplancton, siendo los grupos Cladóceras y Copépodos los de mayor abundancia; y determinándose además 50 taxa de larvas de peces, destacando los géneros taxonómicos *Anchoa* y *Leiostomus* como los más representativos.

A nivel de fondo marino se registraron 16 taxa de organismos macrobénticos pertenecientes a los phyla Annelida, Arthropoda, Echinodermata y Nemertea; evidenciándose la dominancia del ofiuroides *Amphioplus sepultus* y de los poliquetos *Aricidea gracilis*, *Nephtys incisa*, *Notomastus hemipodus* y *Ninoleptognatha*. La composición específica del macrobentos tuvo relación con el tipo de sustrato que prevalece en el área de estudio, no reportándose la presencia de organismos indicadores de afectación ambiental.

De la evaluación de pesca embarcada exploratoria se determinaron 11 especies de peces: “pargo huachinango” (*Lutjanus campechanus*), “pega pega” (*Remora remora*), “morena de margen negro” (*Gymnothorax nigromarginatus*), “anguila” (*Ophichthus gomesi*), “conejo” (*Lagocephalus laevigatus*), “raya diablito” (*Raja texana*), “cojinuda” (*Caranx crysos*), “bandera” (*Bagre marinus*), “bota” (*Balistes caprisus*), “bacalao” (*Rachycentron canadum*) y “barracuda” (*Sphyraena barracuda*). Ninguna de ellas se encuentra incluida en alguna categoría de protección ambiental establecida por la Legislación mexicana (NOM-059-SEMARNAT-2010).

La pesca artesanal constituye la principal actividad económica que se lleva a cabo en las inmediaciones del SAR.

De acuerdo a lo reportado durante la campaña, los pescadores que realizan faenas en las cercanías del área de estudio pueden ser libres, trabajar para permisionarios o pertenecer a una sociedad cooperativa. Durante las entrevistas realizadas con pescadores artesanales locales, estos manifestaron la disminución de las capturas de recursos hidrobiológicos. Si bien es difícil determinar si esta condición es resultado de las actividades industriales, descargas o sobre explotación por parte de los pescadores, es necesario tomarlo en cuenta como una condición presente en el área.

Por otra parte, durante la evaluación de fauna marina se registraron 5 especies de aves: “fragata tijereta” (*Fregata magnificens*), “piquero marrón” (*Sula leucogaster*), “salteador robusto” (*Stercorarius pomarinus*), “playero” (*Calidris* sp.) y un Paseridae no determinado. Ninguna de ellas se encuentra incluida en alguna categoría de protección ambiental. Y entre los mamíferos marinos, solo se reportó la presencia del “delfín moteado pantropical” (*Stenella attenuata*), especie incluida en la categoría Sujetas a Protección (Pr).

Del mismo modo, se avistaron 2 ejemplares de “tortuga laúd” o “tortuga dorso de cuero” (*Dermochelys coriacea*), aunque únicamente una de ellas dentro del Área Contractual 4, especie categorizada como En Peligro de Extinción (P) por la Legislación mexicana.

Cabe señalar que el SAR se encuentra dentro de la Región Marina Prioritaria (RMP) N° 53 “Pantanos de Centla - Laguna de Términos” establecida por la Comisión Nacional para la Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO). No existen sistemas de arrecifes coralinos.

Las ANP más cercanas son la “Reserva de la Biósfera Pantanos de Centla” y el “Área de Protección de Flora y Fauna Laguna de Términos”, ubicadas en la zona costera de Campeche, al sur del campo Ichalkil.

Habiendo revisado la información obtenida en el área de estudio se puede concluir que, en su mayoría, los parámetros evaluados se encuentran dentro de los rangos esperados según la bibliografía consultada; del mismo modo, los esfuerzos de avistamiento de fauna marina determinaron la presencia de un número reducido de organismos depredadores que frecuentarían la zona evaluada.

No obstante, el hallazgo en el sedimento marino de metales pesados con potencial toxicogénico y en niveles de concentración que superan el TEL, e inclusive el umbral del PEL en el caso del níquel, implicaría una condición de riesgo para la biota béntica, especialmente aquella asociada con hábitats intersticiales y de relativamente baja movilidad, como serían las especies de las clases taxonómicas Polychaeta, Ophiuroidea y Nemertea. Se evidencia una afectación antrópica, que, si bien no llega a ser del todo significativa, ni podría ser atribuida de manera fehaciente a una actividad económica en particular, sí debería ser tomada en cuenta como un antecedente para las actividades a realizarse en el área.

IDENTIFICACIÓN, CARACTERIZACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES, ACUMULATIVOS Y RESIDUALES DEL SISTEMA AMBIENTAL REGIONAL

Este apartado se desarrolló con base en la identificación de impactos realizada con la matriz de cribado, en el cual se definieron el número de impactos generados por etapa. A continuación, en la **Tabla 8**, se presentan los impactos identificados por obra, actividad y eventos de riesgo.

TABLA 8 IMPACTOS POR OBRA, ACTIVIDAD Y EVENTOS DE RIESGO

Etapas	Sub-actividad	Obras, Actividades o Eventos de riesgo	Número de impacto	Impactos acumulados por etapa
Preparación del sitio	Perforación de pozos de desarrollo	Traslado y posicionamiento de plataformas Jack up o Liftboat	18	18
	Instalación de plataformas fijas y ductos	Traslado de componentes de plataformas fijas, equipos de proceso y materiales	18	36
		Acondicionamiento del sitio para posicionamiento de ductos y cables submarinos	27	63
Construcción	Perforación de pozos de desarrollo	Perforación de pozos	23	23
		Disposición de lodos y recortes de perforación	20	43
		Sistema Mudline Suspension (MLS) y Recuperación de pozos delimitadores (Ichalkil-2DEL y Pokoch-1DEL).	20	63
		Terminación de los pozos	18	81
	Instalación de plataformas fijas y ductos	Hincado de pilotes e instalación de subestructura	24	105
		Conformación de plataformas fijas; equipamiento e instalaciones	18	123
		Transporte, construcción e instalación de ductos y cables submarinos.	27	150
		Transporte, construcción e instalación de ductos ascendentes	18	168
Operación y mantenimiento	Operación y mantenimiento de instalaciones	Pruebas operativas	18	18
		Extracción, separación y transporte de hidrocarburos	18	36
		Disposición de aguas de formación (congénitas*)	16	52
		Mantenimiento; predictivo, preventivo, total y correctivo.	27	79
Desmantelamiento y abandono	Taponamiento y abandono de pozos	Recuperación de tuberías de revestimiento de pozos	22	22
	Desmantelamiento y retiro de infraestructura	Corte, taponamiento y abandono de ductos submarinos y retiro de cables	26	48
		Retiro de ductos ascendentes y accesorios	18	66
		Desmantelamiento y retiro de plataformas	18	84

TABLA 8 IMPACTOS POR OBRA, ACTIVIDAD Y EVENTOS DE RIESGO

Etapa	Sub-actividad	Obras, Actividades o Eventos de riesgo	Número de impacto	Impactos acumulados por etapa
Eventos de riesgo	Perforación y reparación de pozos	incendio	23	23
		explosión	23	46
		derrame	31	77
	Total de impactos		471	

Nota: De acuerdo a lo descrito en el apartado II.2.5.3, para el Proyecto Ichalkil-Pokoch, se tiene programada la perforación de un pozo para la inyección del agua congénita producto de las actividades.

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Como puede observar en la tabla anterior, el total de impactos identificados para el desarrollo del Proyecto Ichalkil-Pokoch corresponden a **471**.

La distribución de dichos impactos; en ella se puede observar que el mayor número se producen durante la etapa de Construcción con **168 impactos**, seguido de la etapa de Desmantelamiento y Abandono con **84 impactos**, Posteriormente Operación y Mantenimiento con **79 impactos**, eventos de riesgo con **77 impactos** y finalmente la etapa de Preparación del sitio con **63 impactos**. Es importante señalar que los impactos observados en la figura anterior consideran aquello tanto positivos como negativos.

A continuación, la **Tabla 9** se presenta el número de impactos que afectarán a cada factor ambiental y sus respectivas variables.

TABLA 9 IMPACTOS POR FACTOR AFECTABLE

Variable	Componente	Cantidad	Acumulados
ASPECTOS ABIÓTICOS			
Atmósfera			
Calidad del aire		22	22
Ruido y Vibración		21	43
Geología y Geomorfología			
Características litológicas		12	12
Tipología sedimentaria		12	24
Otro tipo de riesgos (bolsas de gas, deslizamientos y derrumbes)		6	30
Oceanografía: Zona Marina			
Calidad del agua		22	22
Calidad del sedimento		11	33

TABLA 9 IMPACTOS POR FACTOR AFECTABLE

ASPECTOS BIÓTICOS			
Medio Biótico Marino			
Flora marina		22	22
Fitoplancton, Zooplancton e Ictioplancton		22	44
Bentos		11	55
Fauna marina		22	77
Aves marinas		4	81
Dinámica del ecosistema		22	103
Especies normadas		22	125
Medio Biótico Litoral-Terrestre			
Flora litoral costera		5	5
Fauna litoral costera		5	10
Dinámica del ecosistema costero		5	15
Especies normadas		5	20
Regiones de Importancia Ecológica			
Región terrestre prioritaria (RTP-144, Pantanos de Centla)		1	1
Región hidrológica prioritaria (90, Laguna de términos-Pantanos de Centla)		1	2
Región marina prioritaria (53, Pantanos de Centla-Laguna de términos)		22	24
Áreas naturales protegidas “ANP” (Pantanos de Centla y Laguna de términos)		1	25
AICAS (Pantanos de Centla-Laguna de términos)		1	26
RAMSAR (Área de protección de Flora y Fauna Laguna de Términos y Pantanos de Centla)		1	27
Unidades de gestión ambiental (UGA 166, UGA 167, UGA 187, UGA 188, UGA 189)		22	49
Paisaje			
Fragilidad del paisaje, Calidad visual y Calidad de fondo escénico.		21	21
ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS			
Factores socioculturales			
Población vulnerable		22	22
Servicios		22	44
Manejo integral de residuos		22	66
Factores Económicos			
Empleo		22	20
Desarrollo local y regional		22	40
Pesca		20	60
Otras actividades		20	84
Total			471

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la tabla anterior se aprecia la cantidad de impactos ambientales en función de la variable ambiental corresponde a **471**. Así mismo, la mayor cantidad se presenta en los aspectos biológicos, seguido del factor socio-económico y abiótico.

Derivado de la información previa, en la **Tabla 10** se muestra la distribución general de los impactos de acuerdo con el valor del índice de impactos y la clasificación de impacto (positivo o negativo).

TABLA 10 DISTRIBUCIÓN DE IMPACTOS POR VECTOR

Vector	Muy bajo		Bajo		Moderado		Alto		Muy alto	
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
Preparación del sitio										
Traslado y posicionamiento de plataformas Jack up o Liftboat	13	3		2						
Traslado de componentes de plataformas fijas, equipos de proceso y materiales	13	2		3						
Acondicionamiento del sitio para posicionamiento de ductos y cables submarinos	4	1	8	4	9		1			
Construcción										
Perforación de pozos	6	1	9	4	3					
Disposición de lodos y recortes de perforación	5	4	10		1					
Sistema Mudline Suspension (MLS) y Recuperación de pozos delimitadores (Ichalkil-2DEL y Pokoch-1DEL).	12	2	3	3						
Terminación de los pozos	12	3	1	2						
Hincado de pilotes e instalación de subestructura	8	1	7	4	4					
Conformación de plataformas fijas; equipamiento e instalaciones	8	1	5	4						
Transporte, construcción e instalación de ductos y cables submarinos.	9	1	13	4						
Transporte, construcción e instalación de ductos ascendentes	11	2	2	3						
Operación y mantenimiento										
Pruebas operativas	10	3	3	2						
Extracción, separación y transporte de hidrocarburos	7		4	4	2	1				
Disposición de aguas de formación (Congénitas)	1	3	9	1	2					
Mantenimiento; predictivo, preventivo, total y correctivo	11		11	5						
Abandono del sitio										
Recuperación de tuberías de revestimiento y cementación de pozos	10	2	5	5						
Corte, taponamiento y abandono de ductos submarinos	13	3	6	4						
Retiro de ductos ascendentes y accesorios.	10	3	1	4						
Desmantelamiento y retiro de plataformas	8	2	3	5						
Eventos de riesgo										
Incendio	5		13		5					
Explosión	5		12		6					
Derrame			8		5		18			

Nota: A= Valor referido a la cantidad de impactos adversos por factor, B= Valor referido a la cantidad de impactos benéficos por vector.

Análisis: CSIPA S.A. de C.V. 2018.

Impactos por Riesgo

Para la evaluación y análisis de los impactos generados por los eventos contemplados para el Proyecto Ichalkil-Pokoch que hacen referencia a la posibilidad de presentarse algún incendio, Explosión o derrame se han contemplado los resultados obtenidos mediante softwares que determinaron el grado de afectación desde un punto de vista espacial (superficie afectada) considerando para ello las características particulares del hidrocarburo a extraer, ya sea en el campo Pokoch o en el campo Ichalkil debido a que las propiedades cambian conforme al tipo de yacimiento donde se encuentra el recurso petrolero.

De manera particular para el caso del incendio y la explosión se han simulado radios de afectación determinados mediante el software PHAST versión 7.2 empleando entre otras cuestiones la información de las características del hidrocarburo según el yacimiento, condiciones operativas y las condiciones del sistema atmosférico. Los resultados obtenidos se encuentran presentes en el Estudio de Riesgo modalidad Análisis de Riesgo correspondiente al Proyecto Ichalkil-Pokoch.

Para el caso del incendio se determinó la afectación para cada tipo de hidrocarburo (yacimiento Ichalkil y yacimiento Pokoch) por la radiación térmica de 1.4 , 5 y 37.5 kW/m² para 4 tipos de escenarios distintos.

En el caso de un Explosión se emplearon valores para determinar la sobrepresión derivada del evento de riesgo de 0.5, 1.0 y 3.0 psi para la determinación de los radios de afectación, este evento se simuló considerando ambos tipos de hidrocarburo, el presente en Ichalkil y el de Pokoch.

Para el evento de Derrame se emplearon los resultados obtenidos de la simulación realizada durante el periodo de Evaluación, donde se consideró como peor escenario un descontrol de pozo perforado en el campo Pokoch, obteniendo probabilidades de afectación según la dispersión de crudo sobre el sistema acuático marino.

Los resultados obtenidos pueden observarse en el Estudio de riesgo (modalidad análisis de riesgo) correspondiente a esta MIA.

Adicionalmente para la descripción de las fichas relacionadas con el evento de riesgo por un derrame de hidrocarburos se han considerado los siguientes criterios:

- “Las características del hidrocarburo, la elevada dinámica de las masas de agua, los mecanismos biológicos por los que el hidrocarburo de las aguas superficiales es transferido a los fondos oceánicos y, particularmente, la influencia de las fluctuaciones naturales en los procesos hidrográficos determinará cuál puede llegar a ser el efecto de un derrame de hidrocarburos (Varela et al., 2006).”
- “El efecto sobre los organismos estará determinado por las características y cantidad de hidrocarburos que entren en contacto con los hábitats naturales, así como su persistencia y biodisponibilidad (medida de grado en que una dosis de una sustancia se hace fisiológicamente disponible a los tejidos del organismo) (Freire et al.).”

ESTRATEGIAS PARA LA PREVENCIÓN Y MITIGACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

Derivado del análisis de los impactos ambientales presentados en el Capítulo V, el presente capítulo indica las medidas preventivas, de mitigación y/o compensación que permitan evitar, reducir y/o mitigar los impactos ambientales, que se deriven de la ejecución del proyecto.

	Manifestación de Impacto Ambiental Regional con Riesgo para el Proyecto Ichalkil-Pokoch	
CONTRATO No. CNH-R01-L02-A4/2015		

Los efectos negativos pueden reducirse o evitarse con la correcta ejecución de actividades y con una adecuada gestión ambiental. El objetivo de cualquier medida es reducir los impactos que ocasiona el proyecto.

Medidas de Mitigación para las Obras y Actividades del Proyecto Ichalkil-Pokoch

- Plan de monitoreo ambiental.
- Programa de mantenimiento.
- Plan para evitar la contaminación.
- Plan de abandono.
- Implementar quemadores de alta eficiencia
- Asegurar el cumplimiento a las disposiciones aplicables establecidas en la LGEEPA y su Reglamento en materia de prevención y control de contaminación a la atmósfera.
- “Programa de detección de fugas en equipos, válvulas y bridas”.
- Incorporación en las instalaciones equipos de monitoreo de gas combustible y H₂S.
- Contar con equipo de Protección Personal; equipos de respiración autónoma.
- Cumplimiento a lo establecido en el convenio MARPOL 73/78 para las descargas de residuos alimenticios.
- Plan de manejo de residuos sólidos.
- Asegurar el cumplimiento a la legislación aplicable en materia de residuos; LGEEPA y su Reglamento para la prevención y gestión integral de los residuos, la NOM-052-SEMARNAT-2005, NOM-054-SEMARNAT-1993, la NOM-EM-005-ASEA-2017, etc.
- Cumplimiento a la NOM-004-SEMARNAT-2002 (Lodos y biosólidos)
- Plan de manejo de residuos y recortes de perforación.
- Cumplimiento a las disposiciones aplicables de la Ley de vertimientos en zonas marinas mexicanas.
- Ley de Navegación y Comercio Marítimo (Artículo 76).
- Autorización de vertimiento por parte de la SEMAR para lodos base agua y recortes de perforación
- Apego a los procedimientos y programas previamente aprobados por la autoridad mediante el “Plan de desarrollo” para realizar el dragado del lecho marino, instalación de infraestructura (plataformas fijas, perforación de pozos, ductos, cables submarinos, etc.), actividades de operación, mantenimiento y abandono del sitio.
- Plan de manejo de Aguas Residuales.
- Cumplimiento a las disposiciones aplicables de la NOM-001-SEMARNAT-1996.
- Cumplimiento a las disposiciones aplicables de la NOM-143-SEMARNAT-2003.
- Cumplimiento a la Ley de Aguas Nacionales y su Reglamento en materia de descargas de aguas residuales.
- Cumplimiento a las disposiciones aplicables de la NOM-149-SEMARNAT-2006.
- Cumplir con los Parámetros y Límites Establecidos para Disposición de Aguas de Sentina y Oleosas en Mar (MARPOL 73/78).
- Plan de manejo de Aguas Residuales.
- Apego a los procedimientos y programas previamente aprobados por la autoridad mediante el “Plan de desarrollo” para realizar el dragado del lecho marino, instalación de infraestructura (plataformas fijas, perforación de pozos, ductos, cables submarinos, etc.), actividades de operación, mantenimiento y abandono del sitio.
- Cumplimiento del artículo 35 de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA) y al artículo 51 de su reglamento.
- Cumplimiento a lo establecido en la NOM-059-SEMARNAT-2010.
- Cumplir con los cronogramas de actividades y rutas de navegación.
- Plan de Gestión Social

- Coordinación y difusión de la realización de actividades en la zona con la finalidad de evitar interferir con las actividades económicas realizadas en la pesca artesanal.
- Implementación de protocolos para la inclusión de personas de la zona de influencia del proyecto.

Medidas de Mitigación para Eventos de Riesgo del Proyecto Ichalkil-Pokoch

- Plan de Salud y Seguridad Industrial
- Programa de Mantenimiento.
- Plan de atención a Emergencias
- Plan de Contingencia Ambiental (Derrame de Hidrocarburo)
- Contar con el equipo, recursos y medidas de protección adecuado y suficiente.
- Plan de evacuación de emergencia (PEE).
- Cumplimiento del artículo 35 de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA) y al artículo 51 de su reglamento.
- Sistema fijo contra incendio.
- 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
- Sistemas de seguridad (Punto III.1.1 del ERA).
- Capacitación del personal en materia de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente.
- Contención de derrames (Punto I.3.2.1)
- Cumplimiento del artículo 35 de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA) y al artículo 51 de su reglamento.
- Elaborar y ejecutar un plan de posicionamiento de plataformas
- Revisar el plan de movilización y desmovilización de los equipos
- Asegurar que se cuente con estudios geofísicos para ubicación de la plataforma
- Asegurar que solo aborde personal competente (Rig pass, básico plataformas y barcas, wellsharp)
- Asegurar la disponibilidad de los sistemas de H₂S, al igual que de Equipo de Respiración Autónoma (ERA) / sistema de cascada
- Cumplimiento al programa de simulacros
- Notificación oficial de procedimiento y políticas de embalaje e izaje a las compañías prestadoras de servicios
- 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)
- Complementar la identificación de los riesgos, cuando se cuente con la ingeniería de detalle del sistema de proceso (separadores, bombas, compresor, etc.)
- 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

PRONÓSTICOS AMBIENTALES Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS

Mediante la presentación de los pronósticos ambientales, se pretende describir el escenario esperado para el sitio donde se localiza el proyecto con diferentes condiciones, considerando las medidas de mitigación propuestas o la ausencia de ellas y que influyen en la evolución del entorno. Los pronósticos se fundamentan en los impactos ambientales detectados y en la aplicación de las medidas de mitigación propuestas en el apartado correspondiente.

Para el pronóstico de las condiciones futuras del sitio, se tomó como base la situación actual de las áreas del proyecto y las tendencias que presenta la región en cuanto a actividades humanas y ocupación del territorio.

El área del Proyecto presenta varias especies de flora y fauna que se desarrollan en todo el SAR, desde productores primarios como el fitoplancton hasta depredadores tope como los mamíferos marinos, pasando por comunidades bénticas, peces, avifauna y tortugas marinas. Muchas de estas especies están incluidas en alguna categoría de protección, ya sea por encontrarse en la NOM 059, por estar clasificados dentro de los Apéndices I, II o III de CITES o por pertenecer a la Lista Roja de la IUCN. El medio biótico cuenta con una gran riqueza y diversidad.

El desarrollo del Proyecto alterará temporalmente la calidad paisajística, ya que la afectación al paisaje durará mientras las estructuras permanezcan instaladas en el mar. Asimismo, la zona ya cuenta con instalaciones e infraestructura preexistente de actividades petroleras, por lo que ya hay una afectación previa sobre el paisaje.

El Proyecto podría causar un efecto adverso sobre las especies de flora y fauna que viven o se desplazan por el área del proyecto; sin embargo, en la actualidad ya existe una afectación previa debido a las actividades petroleras y a los efectos de la pesca artesanal e industrial.

De manera general, debido a que el Proyecto comprende las Etapas de Evaluación y de Desarrollo por un Plazo Contractual de 23 años, el puerto Isla del Carmen podrá verse beneficiado debido a que se estima que se generen nuevos puestos de trabajo y oportunidades de desarrollo en los diferentes sectores económicos.

El proyecto contempla medidas de mitigación para los impactos esperados para reducir los impactos sobre los sistemas más frágiles y ricos de la zona, asegurándose su conservación al presentar precedente de altos estándares de conciencia ecológica en el país para futuros proyectos de explotación.

La frecuencia de mayores interacciones potenciales entre factores socioambientales y las actividades del Proyecto sucede en la etapa de perforación de pozos y de instalación de plataformas y de ductos submarinos.

De acuerdo a la evaluación de los impactos potenciales, no se identificaron impactos residuales significativos en el entorno físico y biológico. La duración y la ubicación del Proyecto, cuando se combina con las precauciones de seguridad propuestas y la implementación de las medidas de mitigación, produce los impactos potenciales bajen a un rango menor.

Lo anterior, combinado con los beneficios económicos que pueden ser favorables al país por la apertura del sector de hidrocarburos en las aguas del Golfo de México, se traduce en una recomendación de que el Proyecto se lleve a cabo según lo previsto incluyendo la aplicación de los controles ambientales y de seguridad, así como de las medidas de mitigación y las acciones descritas en el Plan de Manejo Ambiental.

Aunque es probable que existan perturbaciones a la pesca artesanal en la zona, también habrá derrama económica local derivada del embarque y desembarque de las embarcaciones, uso de servicios (adquisición de agua potable, combustible, alimentos, servicios portuarios, entre otros), los cuales se evidenciarán en los puertos.

Finalmente, se prevé que, con las medidas de prevención y mitigación que conforman el Programa de Vigilancia Ambiental propuesto, se garantiza la menor afectación posible del entorno y de cada uno de los elementos que lo conforman.

En el aspecto social se cumplirá el Plan de Gestión Social que fue propuesto y se incluyó en el resolutivo de la Secretaría de Energía por medio del oficio 100.DGISOS.551/2016 de fecha 29 de agosto de 2016. De manera general las condiciones de los municipios y localidades se pueden ver beneficiados gracias al proyecto de extracción por la industria petrolera, ya que se genera la posibilidad de crear nuevos empleos lo cual ayudará a mejorar las condiciones de la población, así como generar nuevas oportunidades de desarrollo en los diferentes aspectos.

DETERMINACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO

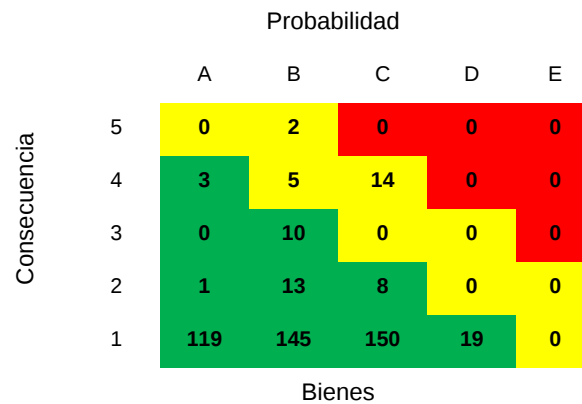
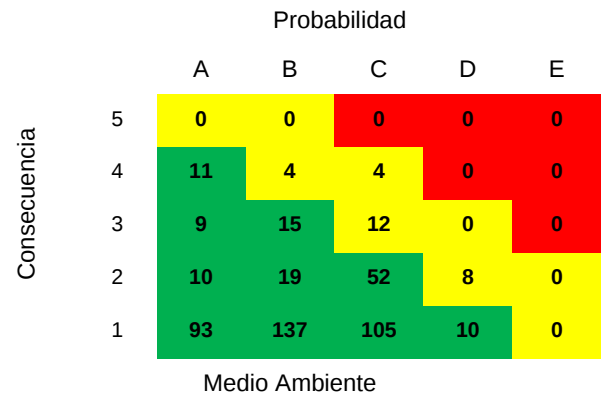
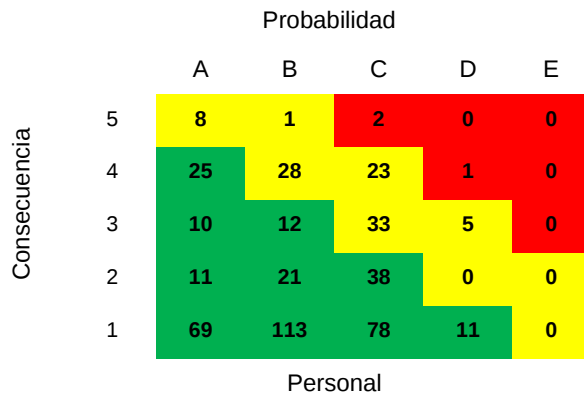
Como resultados de la aplicación de la metodología, ¿Qué pasa si...? se obtuvieron **489 escenarios** de riesgo, los cuales quedan distribuidos de acuerdo a las etapas de perforación, operaciones y aspectos generales de la instalación, mostrados en la **Tabla 11**:

TABLA 11 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.

Los 489 escenarios identificados mediante la técnica ¿Qué pasa sí...? del “Proyecto Ichalkil-Pokoch”, se distribuyen en las zonas de riesgo, de los tres rubros: Personal, Ambiente y Bienes, tal como se ilustra en las siguientes **Figuras**.



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

La **Tabla 12** muestra los escenarios que afectan al personal que han sido ponderados solo con clasificación Alta (A)

TABLA 12 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. Omisión de procedimientos y personal no competente	1. Daño a personal	A
78	Presencia de hidrocarburos con contenido de H ₂ S	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

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

A partir de la jerarquización realizada, se enlistan en la siguiente **Tabla 13** los escenarios considerados de mayor riesgo los cuales se tomarán en consideración para la realización del análisis cuantitativo de riesgo (Análisis de Consecuencias).

TABLA 13 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

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 14**

TABLA 14 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 barcazas, 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

Sistemas de seguridad

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).

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

Conclusión

Se realizó la identificación y evaluación de riesgos utilizando la metodología ¿Qué pasa sí...?, 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:

A continuación en la **Tabla 15**, se muestran los escenarios, por campo, que pueden presentar las mayores consecuencias debido a la dimensión de sus radios de afectación:

TABLA 15. ESCENARIOS CON CONSECUENCIAS EN RADIOS DE 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.