

UNIDAD DE GESTIÓN INDUSTRIAL

# ACUSE

DIRECCIÓN GENERAL DE GESTIÓN DE  
EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE  
RECURSOS CONVENCIONALES

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y  
de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración  
y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UGI/DGGEERC/1505/2022  
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

**C. Georgina Fernández Patiño**  
Representante Legal de la empresa  
Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V.

Domicilio, teléfono y correo electrónico del representante legal, artículo 113 fracción I de la LFTAIP y artículo 116 primer párrafo de la LGTAIP.

Nombre y firma de la persona que recibe el documento, artículo 113 fracción I de la LFTAIP y artículo 116 primer párrafo de la LGTAIP.

PRESENTE

Trámites: ASEA-00-032 Estudio de Riesgo Ambiental, ASEA-00-030 Programa para la Prevención de Accidentes para actividades del Sector Hidrocarburos.  
Bitácoras: 09/ARA0137/02/22, 09/AZA0138/02/22

Se hace referencia a los escritos FWEE&P-036/2022 y FWEE&P-039/2022, respectivamente, de fechas 10 y 14 de febrero de 2022, respectivamente, recibidos el día 14 del mismo mes y año en el Área de Atención al Regulado (AAR) de esta Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, en lo sucesivo la **AGENCIA**, turnado para su atención a esta Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales (DGGEERC), por medio del cual, la C. Georgina Fernández Patiño, en su carácter de Representante Legal de la Empresa **Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V.**, en adelante el **REGULADO**, ingresó su solicitud de Aprobación del Programa para la Prevención de Accidentes (PPA) y presentación del Estudio de Riesgo Ambiental del Proyecto Ichalkil-Pokoch (Fase 1) del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015, Modalidad Producción Compartida, Área Contractual 4, (en adelante el Proyecto Fase 1), localizada frente a la Costa de Campeche, estado de Campeche, las coordenadas del Área e Instalaciones en operación del Proyecto Fase 1, se indican a continuación:

Tabla 1. Coordenadas del Área Contractual 4

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





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y  
de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración  
y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UGI/DGCEERC/1505/2022  
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

Tabla 1. Coordenadas del Área Contractual 4

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

R

M

Al respecto le comunico que, una vez evaluada la información presentada, y





**RESULTANDO**

- I. Que el 31 de octubre de 2016, la **AGENCIA** asignó la Clave Única de Registro del Regulado (CURR): ASEA-FIE16006C al **REGULADO**, e hizo entrega el 01 de noviembre de 2016 de la Constancia de Registro de la Conformación de su Sistema de Administración.
- II. Que el 31 de enero de 2017, la **AGENCIA**, autorizó el Sistema de Administración a implementar en el **PROYECTO**, mediante el oficio ASEA/UGI/DGGOI/0131/2017, otorgándole el número de Autorización ASEA-FIE16006C/AG0117.
- III. Que el 14 de febrero de 2022 el **REGULADO** ingresó en el **AAR**, el Estudio de Riesgo Ambiental (**ERA**) y la solicitud de aprobación del Programa para la Prevención de Accidentes (**PPA**), en cumplimiento a la condicionante Décimo Primero del Resolutivo ASEA/UGI/DGGEERC/0752/2019 de fecha 17 de mayo de 2019 del Proyecto Fase 1, localizada frente a la costa de Campeche, estado del mismo nombre, registradas respectivamente, con las bitácoras 09/ARA0137/02/22 y 09/AZA0138/02/22; y

**CONSIDERANDO**

- I. Que la C. Georgina Fernández Patiño, acreditó su personalidad jurídica ante la **AGENCIA** como representante legal del **REGULADO**, mediante la Escritura Número 23.651 (veintitrés mil seiscientos cincuenta y uno), de fecha 16 de diciembre de 2021, pasada ante la fe del Notario Público Lic. Jorge Maldonado Montemayor, Titular de la notaría número 55 de la Ciudad de Monterrey, Nuevo León.
- II. Que esta **DGGEERC** es competente para emitir observaciones y recomendaciones al **ERA**, así como evaluar y resolver la solicitud de Aprobación del **PPA** de actividades del Sector Hidrocarburos que se identifiquen como altamente riesgosas, ingresados en cumplimiento al artículo 147 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (**LGEEPA**); lo anterior con fundamento en los artículos 4 fracción XV, 12 fracciones I inciso d) y VIII, 18 fracción III, XVIII y XX, y 25 fracciones V y VI del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
- III. Que quienes realicen actividades altamente riesgosas, deberán formular y presentar el **ERA**, así como someter a Aprobación el **PPA**, de conformidad con el artículo 147, párrafo segundo de la **LGEEPA**.
- IV. Que el 13 mayo de 2016, la **AGENCIA** publicó en el Diario Oficial de la Federación las "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" (**Lineamientos SASISOPA**); mismas que el **REGULADO** debe cumplir en el desarrollo de las actividades contempladas en el artículo 3 fracción XI, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

*Handwritten mark*

*Handwritten signature and initials*





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y  
de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración  
y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UGI/DGGEERC/1505/2022  
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

- V. Que el 09 de diciembre de 2016, la **AGENCIA** publicó en el Diario Oficial de la Federación las "Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos", (**Lineamientos Exploración y Extracción**); mismas que el **REGULADO** debe cumplir para el desarrollo de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- VI. Que el 22 de marzo de 2019, la **AGENCIA** publicó en el Diario Oficial de la Federación las "*Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la elaboración de los protocolos de respuesta a emergencias en las actividades del sector hidrocarburos*" (**DACG PRE**); mismas que el **REGULADO** debe cumplir, o en su caso, aquellas que se encuentren vigentes.
- VII. Que el 07 de junio de 2019, la **AGENCIA** publicó en el Diario Oficial de la Federación el "*ACUERDO mediante el cual se modifican, adicionan y derogan diversos artículos de las 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*" (**Acuerdo Modificadorio de los Lineamientos Exploración y Extracción**); mismas que el **REGULADO** debe cumplir para el desarrollo de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- VIII. Que en cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 147 de la **LGEEPA**, y a las condicionantes Decimo Primera del Resolutivo **ASEA/UGI/DGGEERC/0752/2019** de fecha 17 de mayo de 2019, el **REGULADO** presentó el **ERA** y **PPA** del **Proyecto Fase 1**.
- IX. Que en cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo 147 de la **LGEEPA**, una vez presentado el **ERA** y **PPA** antes mencionados, esta **DGGEERC** procedió a su evaluación, considerando los requisitos técnicos establecidos en las Guías para la elaboración del **ERA SEMARNAT-07-008** (*Guía SEMARNAT-07-008*) y del **PPA SEMARNAT-07-013** (*Guía SEMARNAT-07-013*), al respecto, se tiene:
  - A. Que el **REGULADO** indicó que el **Proyecto Fase 1** contempla la operación de las siguientes instalaciones principales y equipos auxiliares:

*Handwritten blue ink marks and signatures on the right margin.*





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UGI/DCGEERC/1505/2022  
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

Tabla 5. Características de equipos principales en las Plataformas del Proyecto Fase 1

Descripción	Año de instalación	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada	Estado físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación/capacidad	Presión de diseño y operación en psig	Temperatura de diseño y operación en °F	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
					Min./ Normal/ Máx.	Min./ Normal/ Máx.	Min./ Normal/ Máx.		
<b>Equipos de proceso principales en la Plataforma POKOCH 1 DEL</b>									
Cabezal de producción de pozo #1 QAY-120110	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	MAWP: 7 998 SITP: 4 178 FTP: 1 700	NOTA 1	NOTA 2	Cubierta del sótano
Cabezal de producción de pozo #2 QAY-120120	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	MAWP: 7 998 SITP: 4 178 FTP: 1 700	NOTA 1	NOTA 2	Cubierta del sótano
Panel de control de cabeza de pozo #3 QAY-120130	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	MAWP: 7 998 SITP: 4 178 FTP: 1 700	NOTA 1	NOTA 2	Cubierta del sótano
Cabezal de producción GAY-121010	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	Diseño: 1 300 Oper.: 492	Diseño: 300 Oper.: 250	NOTA 2	Cubierta del sótano
Cabezal de alivio GAY-121010	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	Diseño: 4 178 Oper.: 508	Diseño: 300 Oper.: 250	NOTA 2	Cubierta del sótano
Patín colector de producción ZZZ-121000	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	Cubierta del sótano
Cabezal de prueba GAY-121020	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	Diseño: 4 178 Oper.: 508	Diseño: 300 Oper.: 250	NOTA 2	Cubierta del sótano
Separador de prueba (Horizontal de tres fases) MBD-121100	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	Diseño: 1 300 Oper.: 508	Diseño: 300 Oper.: 250	NOTA 2	Cubierta del sótano
Patín separador y medidor de flujo ZZZ-121100	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	Cubierta del sótano
Patín lanzador de diablos - producción/ex portación ZZZ-121210	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	Cubierta del sótano
Lanzador de diablos - producción/ex portación (Horizontal) KAH-121210	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	Diseño: 1 300 Oper.: 493	Diseño: 300 Oper.: 248	NOTA 2	Cubierta del sótano
Quemador FL-121100	2021	22	Hidrocarburos	Gas	Diseño: 52.4 MMSCFD	Diseño: 50 Oper.: 0	Diseño: 300 Oper.: 80	NOTA 2	Cubierta del sótano

Handwritten signature and initials in blue ink.





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales
Oficio No. ASEA/UGI/DGGEERC/1505/2022
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

Tabla 5. Características de equipos principales en las Plataformas del Proyecto Fase 1

Table with 10 columns: Descripción, Año de instalación, Tiempo de vida útil (años), Sustancia manejada, Estado físico de la sustancia, Flujo de diseño y operación/capacidad, Presión de diseño y operación en psig, Temperatura de diseño y operación en °F, Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención, Ubicación. Rows include equipment like Depurador de desfogue MBF-124010, Patin del sistema de quemador ZZZ-120000 A, Bomba del separador de desfogue PBA-124110 A, and various cabezales de producción de pozos.

Handwritten blue annotations on the right side of the table, including a large bracket and initials.





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y  
de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración  
y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UGI/DGGEERC/1505/2022  
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

**Tabla 5. Características de equipos principales en las Plataformas del Proyecto Fase 1**

Descripción	Año de instalación	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada	Estado físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación/capacidad	Presión de diseño y operación en psig	Temperatura de diseño y operación en °F	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
					Mín./ Normal/ Máx.	Mín./ Normal/ Máx.	Mín./ Normal/ Máx.		
Cabezal de prueba GAY-111020	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	Diseño: 7 944 Oper.: 609	Diseño: 300 Oper.: 250	NOTA 2	N.D.
Cabezal de Media Presión GAY-111040	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	Uso en el futuro	Uso en el futuro	NOTA 2	N.D.
Lanzador de diablos - producción/ex portación (Horizontal) KAH-111210	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	Diseño: 1,300 Oper.: 493	Diseño:300 Oper.:248	NOTA 2	N.D.
Separador de prueba (Horizontal de tres fases) MBD-111100	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	Diseño: 36,0 MMSCFD 15 000 BPD petróleo	Diseño: 1 300 Oper.: 606	Diseño: 300 Oper.: 250	NOTA 2	N.D.
Tanque de desfogue MBF-114010	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	52.4 MMSCFD	Diseño:50 Oper.:0	Diseño: 300 Oper.: 80	NOTA 2	N.D.
Quemador elevado FL-111100	2021	22	Hidrocarburos	Gas	28.0 MMSCFD	Diseño:50 Oper.:0	Diseño: 300 Oper.: 80	NOTA 2	N.D.
Patín del sistema de quemador ZZZ-110000 A	2021	22	Hidrocarburos	Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.
Patín del control del piloto de gas ZZZ-110000 B	2021	22	Hidrocarburos	Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.
Patín del tanque de propano -ZZZ-110000 C	2021	22	Hidrocarburos	Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.
Bomba del quemador elevado100 HP PBA-114110 A/B	2021	22	Hidrocarburos	Gas	50 gpm	Diseño:1300	Diseño: 300	NOTA 2	N.D.
Patín Gas Combustible MBF-114120	2021	22	Hidrocarburos	Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	Cubierta del sotano
<b>Equipos de proceso principales en la plataforma TUMUT-A</b>									
Patín de la válvula de alivio ZZZ-131000 A	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.



**Tabla 5. Características de equipos principales en las Plataformas del Proyecto Fase 1**

Descripción	Año de instalación	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada	Estado físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación/capacidad	Presión de diseño y operación en psig	Temperatura de diseño y operación en F	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
					Min./ Normal/ Máx.	Min./ Normal/ Máx.	Min./ Normal/ Máx.		
Patin separador de producción Tumut-A ZZZ-132100	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.
Separador de producción Tumut-A (horizontal de tres fases) MBD-132100	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	71.2 MMSCFD 59 008 BPD petróleo / 6 588 BPD agua	Diseño: 725 Oper.: 420	Diseño: 300 Oper.: 118	NOTA 2	Nivel 19.10m
Patin de gas de uso general ZZZ-134020	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.
Patin SDV ZZZ-131000 B	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.
Patin recibidor del diablo KAQ-131000	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.
Recibidor del diablo horizontal KAQ-131000	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	Diseño: 1300 Oper.: 430	Diseño: 300 Oper.: 116	NOTA 2	N.D.
Lanzador del diablo CHUC HL-1300	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.
Tanque de desfogue MBF-134000	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	28.0 MMSCFD	Diseño: 72 Oper.: 0	Diseño: 300 Oper.: 80	NOTA 2	N.D.
Patin del tanque de desfogue ZZZ-134000	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.
Bomba del tanque de desfogue de 60 HP PBA-134020	2021	22	Hidrocarburos	Líquido/ Gas	50 gpm	Diseño: 725	Diseño: 300	NOTA 2	N.D.
Quemador elevado FL-134040	2021	22	Hidrocarburos	Gas	28.0 MMSCFD	Diseño: 50 Oper.: 0	Diseño: 300 Oper.: 80	NOTA 2	N.D.
Sistema del quemador ZZZ-130000	2021	22	Hidrocarburos	Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	Nivel 19.10m
Patin del control del piloto de gas ZZZ-130000 B	2021	22	Hidrocarburos	Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	Nivel 19.10m





**Tabla 5. Características de equipos principales en las Plataformas del Proyecto Fase 1**

Descripción	Año de instalación	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada	Estado físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación/capacidad	Presión de diseño y operación en psig	Temperatura de diseño y operación en °F	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
					Mín./ Normal/ Máx.	Mín./ Normal/ Máx.	Mín./ Normal/ Máx.		
Patín del tanque de propano ZZZ-130000 C	2021	22	Hidrocarburos	Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	Nivel 19.10 m.

NOTA 1: El **REGULADO** indica que la información se encuentra en el Anexo E., NOTA 2: El **REGULADO** indica que la información se encuentra en el Capítulo V del ERA. **N.D.**= Información No Disponible. **CS**= Acero al carbón. 2- Las características de los equipos mostradas anteriormente pueden variar en función de las actualizaciones que tenga las instalaciones durante la Fase 1, por lo anterior Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. contará con la información (DFP, DT), memorias descriptivas, etc.) actualizada para cualquier consulta que se requiera.

**Tabla 6. Características de equipos auxiliares en las Plataformas del Proyecto Fase 1**

Descripción	Año de instalación	Tiempo de vida útil	Sustancia manejada	Estado físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación/capacidad	Presión de diseño y operación en psig	Temperatura de diseño y operación en °F	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
					Mín./ Normal/ Máx.	Mín./ Normal/ Máx.	Mín./ Normal/ Máx.		
<b>Equipos auxiliares en la plataforma POKOCH 1 DEL</b>									
Tanque de diésel principal ABJ-129320	2021	22	Diésel	Líquido	19 243 gal.	Diseño:50 Oper.:0	Diseño: 160 Oper.: 80	NOTA 2	Cubierta principal
Tanque de diésel ABJ-129310	2021	22	Diésel	Líquido	2 551 gal.	Diseño: Atm. Oper.: Atm.	Diseño: 160 Oper.: 80	NOTA 2	N.D.
Patín de la bomba de transferencia de diésel ZZZ- 129400	2021	22	Diésel	Líquido	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	Cubierta del sótano
Bomba de diésel (Bomba de diafragma accionada por aire) PBE-129410A/B	2021	22	Diésel	Líquido	35 gpm	Diseño: 115	Diseño: 160	NOTA 2	N.D.
Filtro de diésel vertical de 40 µm MAJ-129420A/B	2021	22	Diésel	Líquido	35 gpm	Diseño:129 Oper.:29	Diseño: 160 Oper.: 80	NOTA 2	N.D.
Patín de respaldo del generador ZZZ-129510	2021	22	N.D.	N.D.	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	Cubierta general
Respaldo del generador LAN-129510	2021	22	N.D.	N.D.	250 kW	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	Cubierta general
Tanque de drenaje abierto ABJ-125110	2021	22	Hidrocarburos	Líquido	1055 gal.	Diseño: 40.0 in H2O/ -10.0 in H2O Oper.: Atm.	Diseño: 160 Oper.: 80	NOTA 2	Sub-cubierta del sótano





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales
Oficio No. ASEA/UGI/DCGEERC/1505/2022
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

Tabla 6. Características de equipos auxiliares en las Plataformas del Proyecto Fase 1

Table with 10 columns: Descripción, Año de instalación, Tiempo de vida útil, Sustancia manejada, Estado físico de la sustancia, Flujo de diseño y operación/capacidad, Presión de diseño y operación en psig, Temperatura de diseño y operación en °F, Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención, Ubicación. Rows include equipment like Bomba de drenaje abierto, Tanque de drenaje cerrado, Bomba de drenaje cerrado, Compresor de aire, Pre-filtro de aire, Secador de aire, Post-filtro de aire, Recibidor de aire, Tanque de Gas Combustible, Recibidor de Nitrógeno, and Generador de Nitrógeno de membrana.

Handwritten blue annotations on the right side of the table, including a large bracket and some scribbles.



**Tabla 6. Características de equipos auxiliares en las Plataformas del Proyecto Fase 1**

Descripción	Año de instalación	Tiempo de vida útil	Sustancia manejada	Estado físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación/ capacidad	Presión de diseño y operación en psig	Temperatura de diseño y operación en °F	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
					Min./ Normal/ Máx.	Min./ Normal/ Máx.	Min./ Normal/ Máx.		
Tanque de almacenamiento de inhibidores de corrosión/ incrustación ABJ-128070	2021	22	Químicos	Líquido	267 gal.	Diseño: Atm. Oper.: Atm.	Diseño:160 Oper.: 80135100	NOTA 2	N.D.
<b>Equipos auxiliares en la Plataforma ICHALKIL</b>									
Unidad de potencia hidráulica ZZZ-110170	2021	22	N.D.	N.D.	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.
Bomba eléctrica sumergible PBA-110110A/B	N.D.	22	N.D.	N.D.	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.
Accionamiento de velocidad variable VSD-110110	N.D.	22	N.D.	N.D.	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.
Compresor de aire 75 HP CBE-119610 A/B	2021	22	Aire	Gas	235 SCFM	Diseño:165	Diseño: 160	NOTA 2	N.D.
Pre-filtro de aire de 0.01µm (Coalescente) MAJ-119620 A/B	2021	22	Aire	Gas	500 SCFM	Diseño:165 Oper.: 157	Diseño:160 Oper.: 105	NOTA 2	N.D.
Secador de aire (Regenerativo) MBE-119630 A/B	2021	22	Aire	Gas	500 SCFM	Diseño:165 Oper.: 157	Diseño:175 Oper.: 105	NOTA 2	N.D.
Post-filtro de aire de 1.0 µm Cartucho MAJ-119650 A/B	2021	22	Aire	Gas	500 SCFM	Diseño:165 Oper.: 157	Diseño:160 Oper.: 105	NOTA 2	N.D.
Recibidor de aire MBF-119640	2021	22	Aire	Gas	2154 gal.	Diseño:165 Oper.: 150	Diseño:160 Oper.: 105	NOTA 2	N.D.
Recibidor de Nitrógeno MBL-119700	2021	22	Nitrógeno	Gas	588 gal.	Diseño:185 Oper.: 125	Diseño:158 Oper.: 105	NOTA 2	N.D.
Generador de Nitrógeno de membrana ZAN-119700	2021	22	Nitrógeno	Gas	14.1 SCFM	Diseño:185 Oper.: 125	Diseño:158 Oper.: 105	NOTA 2	N.D.
Carrete de Mangueras Químicos 1 1/2" Diésel 3" ZBE-110100	2021	22	Químicos y Diésel	Líquido	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales
Oficio No. ASEA/UGI/DGCEERC/1505/2022
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

Tabla 6. Características de equipos auxiliares en las Plataformas del Proyecto Fase 1

Table with 10 columns: Descripción, Año de instalación, Tiempo de vida útil, Sustancia manejada, Estado físico de la sustancia, Flujo de diseño y operación/capacidad, Presión de diseño y operación en psig, Temperatura de diseño y operación en °F, Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención, Ubicación. Rows include equipment like Diesel tanks, generators, pumps, and chemical storage tanks.

Handwritten blue annotations on the right side of the table, including an arrow pointing to the 'Ubicación' column and a large scribble.





Tabla 6. Características de equipos auxiliares en las Plataformas del Proyecto Fase 1

Table with 10 columns: Descripción, Año de instalación, Tiempo de vida útil, Sustancia manejada, Estado físico de la sustancia, Flujo de diseño y operación/capacidad, Presión de diseño y operación en psig, Temperatura de diseño y operación en °F, Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención, Ubicación. Rows include equipment like 'Bomba de inyección del antiespumante', 'Tanque de almacenamiento de químicos de fondo', etc.

Handwritten signatures and initials on the right side of the table.





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales
Oficio No. ASEA/UGI/DCGEERC/1505/2022
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

Tabla 6. Características de equipos auxiliares en las Plataformas del Proyecto Fase 1

Table with 10 columns: Descripción, Año de Instalación, Tiempo de vida útil, Sustancia manejada, Estado físico de la sustancia, Flujo de diseño y operación/capacidad, Presión de diseño y operación en psig, Temperatura de diseño y operación en °F, Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención, Ubicación. Rows include equipment like Bomba de fondo para químicos, Tanque de drenaje abierto, Bomba de drenaje abierto, Tanque de drenaje cerrado, Bomba de drenaje cerrado, Tanque de Gas Combustible, Patín del Gas combustible, and Equipos auxiliares en la plataforma TUMUT A.





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UGI/DGGEERC/1505/2022  
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

**Tabla 6. Características de equipos auxiliares en las Plataformas del Proyecto Fase 1**

Descripción	Año de instalación	Tiempo de vida útil	Sustancia manejada	Estado físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación/capacidad	Presión de diseño y operación en psig	Temperatura de diseño y operación en °F	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
					Min./ Normal/ Máx.	Min./ Normal/ Máx.	Min./ Normal/ Máx.		
Filtro de diésel Malla 40 MAJ-139510 A/B	2021	22	Hidrocarburos	Líquido	35 gpm	Diseño:129 Oper.:29	Diseño: 160 Oper.: 80	NOTA 2	N.D.
Generador eléctrico LAN-138000	2021	22	Diésel	Líquido	117 kW	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	Nivel 19.10 m
Generador eléctrico LAN-138100	2021	22	Diésel	Líquido	117 kW	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.
Generador eléctrico LAN-138200	2021	22	Diésel	Líquido	117 kW	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.
Patín del Drenaje cerrado ZZZ-135200	2021	22	Diésel	Líquido	El REGULADO indicó que la información se encuentra en el Anexo E	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.
Tanque de drenaje cerrado MBJ-135200	2021	22	Hidrocarburos	Líquido	668 gal.	Diseño: 72 Oper.: Atm.	Diseño: 300 Oper.: 80	NOTA 2	N.D.
Bomba de drenaje cerrado (Bomba de diafragma accionada por aire) PBA-125120A/B	2021	22	Hidrocarburos	Líquido	30 gpm	Diseño: 125	Diseño: 160	NOTA 2	N.D.
Patín de gas de uso general ZZZ-134020	2021	22	Gas combustible	Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.
Tanque de drenaje abierto MBJ-125210	2021	22	Hidrocarburos	Líquido	1180 gal.	Diseño:50 Oper.: Atm.	Diseño:300 Oper.: 80	NOTA 2	N.D.
Bomba de drenaje abierto (Bomba de diafragma accionada por aire) PBA-135110	2021	22	Hidrocarburos	Líquido	15 gal.	Diseño: 125	Diseño: 160	NOTA 2	N.D.
Bomba de drenaje abierto (Bomba de diafragma accionada por aire) PBA-135120	2021	22	Hidrocarburos	Líquido	15 gal.	Diseño: 125	Diseño: 160	NOTA 2	N.D.
Patín del drenaje abierto ZZZ-135100	2021	22	Hidrocarburos / Agua	Líquido	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	Nivel 14.76m





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UGI/DGCEERC/1505/2022  
Ciudad de México, el 15 de noviembre de 2022

**Tabla 6. Características de equipos auxiliares en las Plataformas del Proyecto Fase 1**

Descripción	Año de instalación	Tiempo de vida útil	Sustancia manejada	Estado físico de la sustancia	Flujo de diseño y operación/ capacidad	Presión de diseño y operación en psig	Temperatura de diseño y operación en F	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
					Min./ Normal/ Máx.	Min./ Normal/ Máx.	Min./ Normal/ Máx.		
Patín del sistema de aire ZZZ-139200	2021	22	Aire de instrumentos	Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	Nivel 19,10m
Pre-filtro de aire de 0.01 µm (Coalescente) MAJ-139230	2021	22	Aire	Gas	500 SCFM	Diseño:165 Oper.: 157	Diseño:160 Oper.: 105	NOTA 2	N.D.
Pre-filtro de aire de 0.01 µm (Coalescente) MAJ-139240	2021	22	Aire	Gas	500 SCFM	Diseño:165 Oper.: 157	Diseño:160 Oper.: 105	NOTA 2	N.D.
Secador de aire (Regenerativo) MBE-139270	2021	22	Aire	Gas	500 SCFM	Diseño:165 Oper.: 157	Diseño:175 Oper.: 105	NOTA 2	N.D.
Secador de aire (Regenerativo) MBE-139280	2021	22	Aire	Gas	500 SCFM	Diseño:165 Oper.: 157	Diseño:175 Oper.: 105	NOTA 2	N.D.
Post -filtro de aire de 1.0 µm Cartucho MAJ-139250	2021	22	Aire	Gas	500 SCFM	Diseño:165 Oper.: 157	Diseño:160 Oper.: 105	NOTA 2	N.D.
Post -filtro de aire de 1.0 µm Cartucho MAJ-139260	2021	22	Aire	Gas	500 SCFM	Diseño:165 Oper.: 157	Diseño:160 Oper.: 105	NOTA 2	N.D.
Carrete de Mangueras Químicos 2" Diésel 4" ZBE-110100	2021	22	Químicos y Diésel	Líquidos	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	N.D.
Reclibidor de Nitrógeno MBL-139600	2021	22	Nitrógeno	Gas	528 gal.	Diseño:185 Oper.: 125	Diseño:158 Oper.: 105	NOTA 2	N.D.
Generador de Nitrógeno de membrana ZAN-139500	2021	22	Nitrógeno	Gas	14,1 SCFM	Diseño:185 Oper.: 125	Diseño:158 Oper.: 105	NOTA 2	Nivel 19,10 m
Patín de Nitrógeno ZZZ-139600	2021	22	Nitrógeno	Gas	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 1	NOTA 2	Nivel 19,10 m
Tanque de almacenamiento de inhibidores de corrosión ABJ-139050	2021	22	Químicos	Líquido	2 706 gal.	Diseño: Atm. Oper.: Atm.	Diseño:160 Oper.: 80	NOTA 2	Nivel 19,10m

*[Handwritten signature and scribbles]*





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales
Oficio No. ASEA/UCI/DCGEERC/1505/2022
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

Tabla 6. Características de equipos auxiliares en las Plataformas del Proyecto Fase 1

Table with 10 columns: Descripción, Año de instalación, Tiempo de vida útil, Sustancia manejada, Estado físico de la sustancia, Flujo de diseño y operación/capacidad, Presión de diseño y operación en psig, Temperatura de diseño y operación en °F, Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención, Ubicación. It lists various equipment like pumps and tanks with their specifications.

NOTA 1: El REGULADO indica que la información se encuentra en el Anexo E. NOTA 2: El REGULADO indica que la información se encuentra en el Capítulo V del ERA. N.D.= Información No Disponible, CS= Acero al carbón. 2.- Los características de los equipos mostrados anteriormente pueden variar en función de las actualizaciones que tenga las instalaciones durante la Fase 1, por lo anterior Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. contará con la información (DFP, DTI, memorías descriptivas, etc.) actualizada para cualquier consulta que se requiera.



**Tabla 7. Especificaciones de los ductos del Proyecto Fase 1**

Nombre o segmento del ducto	Espesor (mm)	Diámetro (in)	Presión de prueba hidrostática	Código de diseño	Presión de diseño y operación (psig)	* Clase de localización (NOM-007-ASEA-2016)
POKOCH 1 DEL a TUMUT-A	20.9 mm	16"	(1.25 x MAOP)	API-5L X65	580.8	1 (submarino)
ICHALKIL 2 DEL a TUMUT-A.	20.9 mm	16"	1,700 psig (+0 psi / -15 psi)		492	1 (submarino)

**Tabla 8. Cruzamientos de los ductos del Proyecto Fase 1**

Nombre	Tipo de cruzamiento	Profundidad	Sistema de protección	Coordenadas de la ubicación del cruce	
				X	Y
<b>Cruzamientos en el ducto ICHALKIL 2 DEL a TUMUT-A</b>					
Cruce 1	Con línea existente: Ducto No. 64 de 36", año de construcción 17/02/1982 (OLD NOHOCH-A)	Mayor a 05 metros de separación entre ambas líneas	Acolchonamientos submarinos con matrices de concreto	560,532.93	2,110,705.45
Cruce 2	Con línea existente: Ducto No. 263 de 36", año de construcción 08/09/2007 (OLG ENLACE / POL - A)	Mayor a 05 metros de separación entre ambas líneas	Acolchonamientos submarinos con matrices de concreto	560,532.93	2,115,790.71
<b>Cruzamientos en el ducto POKOCH 1 DEL a TUMUT-A</b>					
Cruce 1	Con línea existente: Ducto No. 262 de 36", año de construcción 31/12/2004 (OLD POL A)	Mayor a 05 metros de separación entre ambas líneas	Acolchonamientos submarinos con matrices de concreto	563,188.69	2,115,790.71
Cruce 2	Con línea existente: Ducto No.1 de 36", año de construcción: 23/06/1979 (OLD AK C - DBS D-001A)	Mayor a 05 metros de separación entre ambas líneas	Acolchonamientos submarinos con matrices de concreto	563,148.34	2,115,841.71
Cruce 3	Con línea existente: Ducto No.21 de 36", año de construcción 26/08/1980 (OLD AKJ-DBS L2 D-021A)	Mayor a 05 metros de separación entre ambas líneas	Acolchonamientos submarinos con matrices de concreto	563,090.53	2,115,914.78

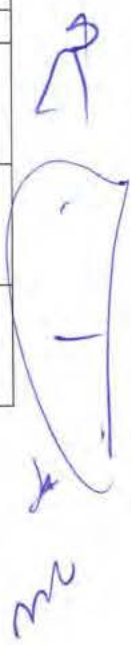





Tabla 9. Características de Instalaciones Superficiales - Estaciones de Medición del Proyecto Fase 1

Table with 7 columns: Nombre, Ubicación, Pasos de medición, Presión de operación (psig), and Flujo de diseño y operación (Gas, Aceite, Agua). Rows include Medición operacional for POKOCH 1 and ICHALKIL 2, and Medición de transferencia de custodia for TUMUT-A.

- B. Que el REGULADO manifestó que tiene programado a futuro la perforación con la plataforma auto elevable JOE DOUGLAS 118 de los pozos siguientes: en 2022, Ichalkil-6DES JSK, Pokoch- 3DES JSK, Ichalkil-8DES JSK, y en 2023 Ichalkil- 10DES JSK, e Ichalkil- 12DES JSK; los cuales no forman parte de la presente resolución, debido a que el REGULADO manifestó no tener la certeza de su localización y denotó a través de la información ingresada, que dichos pozos no se encuentran en operación.
C. Que el REGULADO indicó que Proyecto Fase 1 inició operaciones el 21 de noviembre del 2021, y consta de las Plataformas Ichakil 2 DEL, Pokoch 1 DEL y Tumut-A, donde actualmente se encuentran en operación cuatro pozos Pokoch 1 DEL, Pokoch- 2DES, Ichakil 2 DEL, Ichalkil-4DES, y dos ductos Pokoch 1 DEL a Tumut-A, y Ichakil 2 DEL a Tumut-A, cuya descripción del Proceso se indica a continuación:

Tabla 10. Descripción de proceso de las Instalaciones que integran el Proyecto Fase 1

Table with 2 columns: Plataforma POKOCH 1 DEL and description of the platform type, production transport, and wellhead section details.





Tabla 10. Descripción de proceso de las Instalaciones que integran el Proyecto Fase 1

La plataforma POKOCH 1 DEL cuenta con un Lanzador de Diablo de Exportación de Producción KAH-121210, al oleoducto TUMUT-A, que será utilizado para realizar los trabajos de pigging y mantenimiento del oleoducto.

El fluido de producción del cabezal de prueba GAY-121020 se dirige al separador de prueba trifásico MBD-121100, donde se separan el agua, el aceite y las fases gaseosas. Se miden cada una de las fases separadas.

La corriente de aceite y agua se combinan antes de salir del separador de prueba y la plataforma del medidor de flujo ZZZ-121100. La corriente de gas y la corriente de líquido se mezclan en el cabezal de producción de 16" antes de enviarse a la plataforma TUMUT-A a través de la tubería submarina de 16".

La plataforma POKOCH 1 DEL cuenta con los siguientes servicios auxiliares:

Sistema de aire de instrumentos para la instrumentación, control y operación de válvulas; Sistema de nitrógeno para barrido e inertización de los equipos; Almacenamiento de diésel para la generación de energía eléctrica; Sistema manual de inyección de químicos, entre ellos inhibidor de corrosión, inhibidor de incrustaciones, antiespumante, y desemulsificante; Sistema de drenaje abierto que recolecta los drenajes de las charolas de los patines de los equipos; Sistema de drenaje cerrado el cual recolecta los drenajes de equipos o sistema de tuberías que contienen aceite; Sistema de desfogue recibe el flujo de relevo de las válvulas de seguridad y las válvulas de depresionamiento, además de relevos por otras actividades como en las tomas de muestra. Este flujo se envía al Tanque de Desfogue MBF-124010 en donde se separan las fases líquido y gas, y el líquido se bombea manualmente al cabezal de producción, mientras que el gas se envía a su destino final, al Quemador Elevado FL-121100; Sistema de purga y gas a pilotos Se tiene una toma de gas en la parte superior del cabezal de producción que fluye al Tanque de Gas Combustible MBF-124020, pasando antes a través de dos válvulas reguladoras en paralelo que tienen un punto de ajuste de 200 psig y 180 psig respectivamente, para mantener una presión mínima si alguna falla; Generación de energía eléctrica suministrada por generadores eléctricos diésel de 220 kW de capacidad cada uno, teniendo equipos de respaldo necesarios en caso de emergencia; Sistema de protección contra descargas atmosféricas consiste en una sola barra instalada en la parte superior de un poste soldado a una estructura con dos cables continuos que descienden a través de la estructura de la plataforma como una ruta de impedancia mínima a tierra (en dos patas diferentes de la plataforma) con terminal soldado en el extremo de cada cable a una oreja ubicada a 3000 mm sobre el nivel del mar en cada pata.

Plataforma Ichakil 2 DEL

La plataforma ICHALKIL 2 DEL es una nueva plataforma, seis bocas de pozos y se considera la instalación de un patin con un múltiple de producción (manifold) para recibo de las seis (6) tuberías de salida de los pozos de producción y distribución a su sitio de destino. Se incluyen cuatro (4) tuberías de salida de los pozos completamente equipadas.

Se considera una bomba de fondo de pozo para el pozo de producción # 3, para levantar los fluidos del pozo cuando la presión de fondo disminuya, a través de la Bomba Eléctrica Sumergible PBA-110110A/B (Electrical Submersible Pump, una en operación y otra de repuesto). Para maximizar la producción del pozo, la bomba se controla por medio del Variador de Velocidad VSD-110110 (Variable Speed Drive).

Cada cabeza de pozo de producción tiene una válvula de ala y una válvula de seguridad superficial para cerrar el flujo de entrada a la plataforma en caso de cualquier evento indeseable, como una sobrepresión, una fuga, etc. Además, cada pozo de producción tiene una válvula de estrangulamiento manual (choke), para regular la presión de salida con el fin de obtener una presión alrededor de 430 psig en la llegada de la plataforma TUMUT-A.

Después de la válvula de estrangulamiento (PV-10116, PV-10126, PV-10136, PV-10146, PV-10156 (futuro), PV-10166 (futuro), la cual es una válvula manual a ser accionada por el operador considerando la presión en la línea de salida, el flujo multifásico se recibe a 651 psig y 250 °F (para el caso "Early Well Production") y se envía al Patín del Múltiple de Producción ZZZ-111000

Handwritten marks and signatures on the right margin, including a large 'F' and 'M'.



Tabla 10. Descripción de proceso de las Instalaciones que integran el Proyecto Fase 1

"Production Manifold Skid", este múltiple tiene un Cabezal de Producción GAY-111010 (Production Header), un Cabezal de Prueba GAY-111020 (Test Header), un Cabezal de Relevos GAY-111030 (Relief Header) y un Cabezal de Media Presión GAY-111040 (Medium Pressure Header) (instalación futura). La línea de salida de los pozos puede ser enviada a cualquiera de los cabezales, excepto al cabezal de media presión.

Para la protección de la plataforma se tienen dos (2) transmisores de presión en la línea de salida de cada cabeza de pozo ubicada en el Panel de control de pozos, uno para enviar señal de alta-alta presión y baja-baja presión al PSS y el otro para enviar señal de alta-alta presión al FPSS.

El Panel de control de pozos (WHCP) está equipado para cuatro (4) pozos que son el alcance de este proyecto y es un panel de control electrónico / hidráulico / neumático, se consideran dos (2) pozos adicionales como futuros.

El WHCP está diseñado para controlar y monitorear las válvulas de los pozos, hay 3 válvulas automáticas en cada pozo: Válvula de seguridad subsuperficial controlada en la superficie (SCSSV), Válvula de seguridad de superficie (SSV) y Válvula de ala (WV). Esas tres válvulas son operadas hidráulicamente y controladas desde este panel.

La prueba de un pozo es una actividad rutinaria que se realizará de acuerdo con un programa establecido para ello. Esta actividad tiene el propósito de medir los flujos de aceite, agua y gas presentes en el fluido de producción multifásico. El Separador de prueba MBD-111100 (Test Separator) está instalado y conectado al cabezal de prueba GAY-111020 en el Patin del Múltiple de Producción ZZZ-111000 (Production Manifold Skid). Para realizar la prueba, el fluido multifásico se debe alinear al cabezal de prueba GAY-111020 (Test Header), abriendo la válvula manual correspondiente al pozo que va a ser probado.

El separador de prueba MBD-111100 (Test Separator) es un recipiente horizontal de alta eficiencia para separar las fases del fluido de producción en gas, aceite y agua con una capacidad de diseño de 36 millones de pies cúbicos estándar (MMSCFD) de gas, 15,000 barriles por día (BPD) y 0 barriles de agua por día (BWPD) para la producción temprana del pozo, caso "Early Well Production" y 4.5 MMSCFD de gas, 2,000 BPD y 6,000 BWPD para la producción tardía del pozo, caso "Late Well Production".

Para el ducto de producción con un diámetro exterior de 16 in, se cuenta con un lanzador de diablos KAH-111210 (Production Export Pig Launcher) para la limpieza del ducto o la corrida de un diablo inteligente. El lanzador de diablos está protegido por una válvula de seguridad de presión y tiene un sistema de seguridad mecánica para evitar que se abra cuando esta presurizado.

La producción de ICHALKIL 2 DEL a TUMUT-A fluirán a 581 psig y 248 °F (para el caso "Peak Production") a través de un ducto de 16 pulgadas. Se tienen dos válvulas de no retorno (check) y dos válvulas de bola en la parte superior del "riser" del ducto de producción, así como un transmisor de presión ubicado corriente arriba de las válvulas de no retorno con señal al sistema de seguridad de la plataforma PSS para proteger el ducto por sobrepresión.

La plataforma ICHALKIL 2 DEL cuenta con los siguientes servicios auxiliares:

Aire de instrumentos ZZZ-119600 (Instrument Air Skid) requerido por las válvulas de control, válvulas on/off, panel de control de pozos, generador de nitrógeno, bombas accionadas neumáticamente, carrete de mangueras (Hose Reel) y otros instrumentos en la plataforma. Además, suministra aire de instrumentos (aire de servicios) a las estaciones de servicios, ya que no hay un sistema de aire de servicios. El nitrógeno al 99% de concentración se usa continuamente como gas de purga en el cabezal de relevos. El nitrógeno al 95% de concentración se usa como gas inerte para mantenimiento cuando se requiere en el Separador de Prueba MBD-111100 (Test Separator), en el Lanzador de Diablos KAH-111210 (Production Export





Tabla 10. Descripción de proceso de las Instalaciones que integran el Proyecto Fase 1

Pig Launcher) y en el Tanque de Drenaje Cerrado MBJ-115210 (Closed Drain Tank); Sistema de almacenamiento de Diésel consiste en el Tanque de Almacenamiento de Diésel Principal ABJ-119320 (Main Diesel Storage Tank), el cual es un recipiente a presión horizontal con una capacidad de diseño de 19,243 gal y en el Tanque de Almacenamiento de Diésel ABJ-119310 (Diesel Storage Tank) ubicado en el pedestal de la grúa para operar el generador principal; Almacenamiento de agentes químicos y Sistema de inyección se encuentra en el patín ZZZ-119000 equipado para manejar seis (6) productos químicos incluyendo inhibidor de corrosión, inhibidor de incrustaciones/corrosión, antiespumante, demulsificante, un producto químico no definido para inyectarse al pozo y uno de repuesto para inyección de químicos al cabezal de producción; Sistema de drenaje abierto para recibir las fugas de proceso y el agua de lluvia se recolectan en las charolas para derrames en los patines con equipos y se envían a través de dos (2) cabezales de drenaje, un cabezal para equipos en áreas clasificadas como peligrosas y otro cabezal para equipos en áreas clasificadas como no peligrosas. El fluido en ambos cabezales fluye por gravedad al Tanque de Drenaje Abierto ABJ-115110; Sistema de drenaje cerrado se utiliza cuando se requiere vaciar un equipo o sistema de tuberías para los procedimientos de mantenimiento o para mantener un equipo vacío después de su uso; Sistema de desfogue para manejar el exceso de flujo en caso de sobrepresión o para el envío de gas de producción durante la operación de despresurización, así como durante otras actividades que requieren ventear y quemar gas de producción en el sistema de desfogue. También minimiza las emisiones atmosféricas, mejorando la aceptabilidad ambiental de la plataforma. El Sistema de gas combustible se alimenta del cabezal de producción por lo que podría tener líquidos a pesar de que se toma de la parte superior del cabezal, por lo tanto, este gas se envía al Tanque de Gas de Combustible MBF-114020 (Fuel Gas Scrubber), que tiene la función de eliminar el líquido arrastrado en la corriente de gas para obtener la calidad requerida de gas combustible para los pilotos del quemador; La energía eléctrica requerida para las operaciones del Proyecto Ichalkil-Pokoch (Fase 1) será suministrada por generadores eléctricos diésel de 220 kW de capacidad cada uno, teniendo equipos de respaldo necesarios en caso de emergencia. Sistema de protección contra descargas atmosféricas consiste en una sola barra instalada en la parte superior de un poste soldado a una estructura con dos cables continuos que descienden a través de la estructura de la plataforma como una ruta de impedancia mínima a tierra (en dos patas diferentes de la plataforma) con terminal soldado en el extremo de cada cable a una oreja ubicada a 3000 mm sobre el nivel del mar en cada pata.

Plataforma Tumut-A

La Fase 1 contempla equipo de proceso sobre la plataforma TUMUT-A que será operada bajo amparo de contrato con PEMEX para 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 oleogaseoducto hacia la plataforma de PEMEX denominada Chuc A.

La sección de recepción de aceite consta de dos líneas, la primera corresponde a la producción de petróleo de la plataforma ICHALKIL 2 DEL la cual es transportada por una tubería submarina de 16 in (pulgadas) de diámetro, a la plataforma TUMUT-A con una temperatura media de 116 ° F y 435 psig. La válvula de control de presión PV-31010 tiene la función de romper el patrón de flujo, a través de la variación del área de sección transversal, que es modulada por el controlador PIC-31010 en el PCS que recibe la señal del transmisor PIT-31010. En caso de aumento de presión a 479 psig, se mostrará la alarma PAH-31010.

La segunda línea corresponde a la producción de petróleo de la plataforma POKOCH 1 DEL la cual es transportada por una tubería submarina de 16 in de diámetro, a la plataforma TUMUT-A con una temperatura media de 126 ° F y presión regulada a 426 psig. La válvula de control de presión PV-31110 tiene la función de romper el patrón de flujo de slug, a través de la variación del área de sección transversal, que es modulada por el controlador PIC-31110 en el PCS que recibe la señal del transmisor PIT-31.

Durante los trabajos de limpieza y mantenimiento de la tubería de la plataforma Ichalkil, la tubería de aceite se alinea mediante una T y una Válvula de Doble Aislamiento y Purga (DIB), para dirigir la corriente que impulsa al equipo de limpieza mecánica hacia la trampa de recibo de Ichalkil KAQ-131000. El detector XC- 31000 está ubicado en la entrada de la trampa para indicar que el equipo de limpieza/instrumentado ha sido recibido. Durante la operación de recepción del equipo de

Handwritten blue ink marks and scribbles on the right margin.





Tabla 10. Descripción de proceso de las Instalaciones que integran el Proyecto Fase 1

limpieza mecánica, la trampa de recibo, descarga aguas abajo a la misma tubería de 16 in antes de la válvula de control de presión PV- 31010 de forma temporal. De la misma manera, durante los trabajos de limpieza y mantenimiento de la tubería de la plataforma POKOCH 1 DEL, la tubería de aceite se alinea mediante una T y una válvula de doble aislamiento y purga (DIB), para dirigir la corriente que impulsa al equipo de limpieza mecánica hacia la trampa de recibo Pokoch KAQ-131100.

Después de PV-31010 y PV-31110, la producción de crudo de las plataformas ICHALKIL 2 DEL y POKOCH 1 DEL entra en un cabezal de 20 in. Para proteger el equipo de proceso y el sistema de tuberías, se inyecta un agente inhibidor de corrosión y un agente inhibidor de incrustaciones en el cabezal principal después de las entradas de producción de crudo.

La inyección de un agente demulsificante también se lleva a cabo para romper las emulsiones y promover la separación de las fases en la mezcla de gas y crudo. Del cabezal principal se envía la producción de crudo mezclado hacia el Separador de producción MBD-132100.

La producción de crudo del cabezal principal se dirige al separador de producción trifásico MBD-132100, donde se separan las fases de agua, aceite y gas. Las fases se miden independientemente cada una de ellas. Cada flujo irá a su respectivo sistema de medición. El patín de medición de la fase de gas tiene tres trenes de medición (dos en funcionamiento, uno disponible/mantenimiento).

La plataforma TUMUT-A tiene una Trampa de envío para HL-1300 en el oleogasoducto hacia CHUC-A, que se utilizará para llevar a cabo los trabajos de limpieza y mantenimiento del oleogasoducto. La trampa de envío y toda la instrumentación local ya están instalados. Durante la operación de limpieza, la trampa de envío HL-1300 se alinea por medio de una válvula de bola y una T especial, para dirigir la corriente que lleva al equipo de limpieza mecánica a la plataforma CHUC-A.

La plataforma Tumut-A cuenta con los siguientes servicios auxiliares:

El aire de instrumentos se utiliza para accionar la bomba de transferencia diésel PBE- 139500A / B, la bomba de drenaje abierta PBE-135110/135120 y la bomba de drenaje cerrada PBA-135210A / B. El Aire de instrumentos también se utiliza como flujo de alimentación para el generador de nitrógeno ZZZ-139600 y para la instrumentación de la plataforma. El aire es tomado de la atmósfera y comprimido por los compresores de aire de instrumentos CBE-139210/139220 de 0 psig a 157 psig. El funcionamiento de los compresores de aire del instrumento CBE- 139210/139220 es intermitente, pero su funcionamiento (Arranque / Paro) es con frecuencia para mantener la presión del sistema de aire de instrumentos.; Se instalará un sistema generador de nitrógeno para cumplir con los requisitos durante los trabajos de libranza e energización de las trampas de recibo Ichalkil KAQ-131000 y la de Pokoch KAQ131100, el separador de producción MBD-132100 y la trampa de envío a CHUC- A; El Sistema de Almacenamiento de diésel incluye el tanque principal de almacenamiento de diésel ABJ-139400 está equipado con un transmisor de nivel LIT- 39401 que generará la señal para el indicador de nivel LI-39401 en el PCS. El funcionamiento de la bomba de transferencia PBE-139500A / B (lead / lag) es intermitente, para mantener automáticamente el nivel de líquido en los tres (3) generadores de energía. La energía eléctrica requerida para las operaciones del Proyecto Ichalkil-Pokoch (Fase 1) será suministrada por generadores eléctricos diésel de 220 kW de capacidad cada uno, teniendo los equipos de respaldo necesarios en caso de emergencia. Almacenamiento de agentes químicos y Sistema de inyección El inhibidor de corrosión, anti incrustaciones, antiespumante y el demulsificador son los productos químicos necesarios para proteger las tuberías, los equipos y el acondicionamiento del crudo. Se suministrarán dos sistemas de repuesto. El sistema de inyección de agentes químicos, compuesto por equipo e instrumento, seguirá la secuencia Inhibidor de corrosión / Inhibidor de escala / Demulsificador / Químico (repuesto 1) / químico (repuesto 2); Sistema de drenaje abierto el tanque de drenaje abierto ABJ-135100 está equipado con un transmisor de nivel LIT-35102 que generará la indicación LIC-35102 en el PCS. En caso de que el líquido disminuya a xx ft, aumente a xx ft o aun aumente a xx ft, las alarmas LAL-35102 (paro de ambas bombas), LAH- 35102 (arranque de la bomba principal) o LAHH-35102 (arranque de la bomba de relevo) serán desplegado; Sistema de drenaje cerrado el tanque de drenaje cerrado MBJ-135200 está equipado con un transmisor de nivel LIT- 35200 que generará la indicación LIC-35200 en el PCS. En caso de nivel de líquido alto-alto, alto o bajo, las alarmas LAHH-35200 (arranque de bomba de relevo), LAH-35200 (arranque de bomba principal) o

Handwritten notes and signatures in blue ink on the right margin.





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales
Oficio No. ASEA/UGI/DCGEERC/1505/2022
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

Tabla 10. Descripción de proceso de las Instalaciones que integran el Proyecto Fase 1

LAL-35200 (parada de ambas bombas) mostrarán la indicación: Sistema de desfogue El flujo de gas de purga se medirá mediante FE-32101 y el transmisor FIT-32101 generará la indicación FI-32101 en el PCS. El interlock de proceso I-1037 se activará a través de FAL- 32101, cuando el flujo de gas de purga disminuya se activará la señal a través de PCS para abrir la válvula On / Off FV-32101, para suministrar nitrógeno como un gas de purga alternativo al quemador. El FV-32101 puede cerrarse mediante la acción del interruptor manual en PCS, por comando del operador, a través del FY-32101, El separador del quemador MBF-134000 está equipado con un transmisor de nivel LIT-34001 que generará la indicación LIC-34001 en el PCS. En caso de que el nivel disminuya a 1 pie 3 pulg., Aumente a 1 pie 11 pulg. O aun aumente a 3 pies 5 pulg., Las alarmas LAL-34001 (pare ambas bombas), LAH-34001 (arranque bomba principal) o LAHH-34001 (se mostrará arranque de la bomba de relevo); Sistema de protección contra descargas atmosféricas consiste en una sola barra instalada en la parte superior de un poste soldado a una estructura con dos cables continuos que descienden a través de la estructura de la plataforma como una ruta de impedancia mínima a tierra (en dos patas diferentes de la plataforma) con terminal soldado en el extremo de cada cable a una oreja ubicada a 3000 mm sobre el nivel del mar en cada pata.

- D. Que el REGULADO indicó que realizó la identificación de peligros y evaluación de riesgos a partir de las metodologías Hazop y What If? mediante reuniones de especialistas que conformaron el grupo multidisciplinario (GMAER). El REGULADO aplicó la metodología para evaluar la magnitud de riesgo de los diferentes escenarios identificados en el análisis de riesgo cualitativo de acuerdo con lo indicado en la sección 9.10 de la GO-SS-TC-2002-2015 Guía Operativa para realizar análisis de riesgos de procesos. Los radios de afectación de 14 escenarios fueron determinados utilizando el programa de simulación Process Hazard Analysis Software Tools (PHASt) versión 8.22, cuyos resultados se indican a continuación:

Tabla 11. Radios de afectación de la simulación de los escenarios de riesgos del Proyecto Fase 1

Table with 7 columns: Escenario de riesgo, Efectos por radiación térmica (kW/m²), and Efectos por sobrepresión (psi). It details hazard scenarios for the IChalkil 2 platform, including inventory, pressure, and temperature data.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
 Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales  
 Oficio No. ASEA/UGI/DCGEERC/1505/2022  
 Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

**Tabla 11. Radios de afectación de la simulación de los escenarios de riesgos del Proyecto Fase 1**

Escenario de riesgo	Efectos por radiación térmica kW/m <sup>2</sup>			Efectos por sobrepresión (psi)		
	1.4	5	37.5	0.5	1	3
	(m)					
<b>Clave: 72, 140, 185, 216; Tipo: Peor Caso; Nombre: Posible Dispersión Tóxica, Incendio y/o Explosión en ICHALKIL 2 DEL por Daño mecánico al separador de prueba MBD-111100 con pérdida de contención, debido a Fuego Externo.</b>						
<b>Inventario: 8,660 kg; Presión: 509 psig; Temperatura: 427°F; Duración: 600 s.</b>	JF 292.11	JF 153.60	N.D.	84.23	55.19	32.03
<b>Clave: 194; Tipo: Peor Caso; Nombre: Posible Dispersión Tóxica, Incendio y/o Explosión en ICHALKIL 2 DEL por Ruptura en cabezal de prueba GAY-111020 de 10" de diámetro por Alta Presión, debido a: Obstrucción o Bloqueo de tubería hacia la plataforma TUMUT-A (Problemas operativos aguas abajo)</b>						
<b>Inventario: 8,650 kg; Presión: 494.7 psig; Temperatura: 150.55°C; Duración: 600 s.</b>	JF 519.26	JF 273.37	N.D.	114.18	73.42	40.92
<b>Plataforma POKOCH 1 DEL escenarios de Hazop</b>						
<b>Clave: 247, 254, 266, 276, 281, 287, 293, 306, 318, 324, 330, 336, 348, 359, 362, 372, 386, 392, 398, 404, 410, 426, 439, 445, 459, 465, 471; Tipo: Caso alternativo; Nombre: Posible Dispersión Tóxica, Incendio y/o Explosión en POKOCH 1 DEL por Alta Presión, Alto Flujo, debido a: Condiciones inesperadas de alta presión de los pozos QAY-120110 / 120120 / 120130, Falla de la válvula de estrangulamiento PV- 10116/10126/10136, no regulando la presión / Falla de la válvula de estrangulamiento PV-20116/20126/20136, no regulando el flujo / Fallo del lazo de control PDIC-21103, cerrando la válvula PDV-21103 / Fallo del lazo de control LIC-21103 cerrando la válvula LV-21103 / Falla del lazo de control LIC-21101, cerrando la válvula LV-21101.</b>						
<b>Inventario: 67467.3 kg; Presión: 494.7 psig; Temperatura: 120.55°C; Duración: 600 s.</b>	JF 261.19	JF 135.98	JF 52.22	89.83	58.60	33.69
<b>Clave: 271, 342, 352, 366, 416; Tipo: Peor caso; Nombre: Posible Dispersión Tóxica, Incendio y/o Explosión en POKOCH 1 DEL por Ruptura en el cabezal de producción GAY-121010 de 16" de diámetro debido a Bloqueo de tubería de 16" de diámetro hacia la plataforma TUMUT-A.</b>						
<b>Inventario: 67467.3 kg; Presión: 492 psig; Temperatura: 248°C; Duración: 600 s.</b>	JF 1338.96	JF 714.58	JF 256.36	77.71	51.22	30.10
<b>Clave: 311, 377, 422, 451; Tipo: Peor caso; Nombre: Posible Dispersión Tóxica, Incendio y/o Explosión en POKOCH 1 DEL por Daño mecánico al separador de prueba MBD-121100 con pérdida de contención debido a Fuego externo.</b>						
<b>Inventario: 67467.3 kg; Presión: 511.7 psig; Temperatura: 119.44°C; Duración: 600 s.</b>	JF 773.06	JF 408.79	JF 152.12	116.29	74.71	41.55
<b>Clave: 430; Tipo: Peor caso; Nombre: Posible Dispersión Tóxica, Incendio y/o Explosión en POKOCH 1 DEL por Ruptura del cabezal de prueba GAY-121020 de 10" de diámetro por Alta Presión, debido a: Obstrucción o Bloqueo de tubería hacia la plataforma TUMUT-A (Problemas operativos aguas abajo).</b>						
<b>Inventario: 67467.3 kg; Presión: 494.7 psig; Temperatura: 120.55°C; Duración: 600 s.</b>	JF 917.89	JF 486.73	JF 179.11	104.11	67.29	37.93





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales
Oficio No. ASEA/UGI/DGCEERC/1505/2022
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

Tabla 11. Radios de afectación de la simulación de los escenarios de riesgos del Proyecto Fase 1

Table with 7 columns: Escenario de riesgo, and six columns for effects (1.4, 5, 37.5 kW/m² and 0.5, 1, 3 psi). Rows include scenarios like 'Plataforma TUMUT-A', 'ICHALKIL 2 DEL', and 'POKOCH 1 DEL' with associated inventory, pressure, temperature, and duration data.

Handwritten annotations: a blue checkmark, a large blue circle, and the initials 'mu'.

Nota: N.D. = No detectado; JF= Jet Fire. Todos los escenarios fueron simulados con velocidad de viento de 1.5 m/s, estabilidad de Pasquill F (estable) y humedad relativa del 75%. La información correspondiente a inventario, presión, temperatura y duración, fueron extraídos de las hojas de resultados presentadas por el REGULADO en el anexo 5. El REGULADO incluyó la simulación de consecuencias de escenarios de riesgo derivados de la identificación de peligros mediante la metodología What if? para las actividades de perforación de pozos exploratorios que pretende realizar a futuro, los cuales no se incluyen en la Tabla 11, porque no se encuentran en operación.





E. Asimismo, el REGULADO realizó la determinación de las posibles afectaciones que podrían ocasionar los eventos identificados en la sección submarina de los ductos, considerando el evento de fuga de hidrocarburo en línea submarina por golpe con ancla en el oleogasduto de 16" que va de la plataforma POKOCH 1 DEL a TUMUT-A, utilizando el software de simulación SOSMAR (Software for Oil Spill Movement And Removal) para simular el rango de ubicaciones (en mar y en costa) potencialmente afectadas, cuyos resultados son los siguientes:

Tabla 12. Resultados de la simulación de derrame de hidrocarburos en mar. Table with 6 columns: Escenario, Extensión promedio de mar afectado (km²), Extensión promedio de costa afectada (km), (%) escenarios con costa afectada, Tiempo mínimo de llegada a la costa (horas), Tiempo promedio de llegada a la costa (horas). Rows include Secas 14 h, Secas 15 días, Lluvia 14 h, Lluvia 15 días, Nortes 14 h, Nortes 15 días.

F. El REGULADO indicó el siguiente análisis de vulnerabilidad con las posibles afectaciones, con base en los resultados de la simulación de consecuencias de los escenarios de riesgo del Proyecto Fase 1.

Tabla 13. Análisis de vulnerabilidad de los escenarios de riesgos del Proyecto Fase 1. Table with 4 columns: No. Plano, No. Escenario, Descripción del Escenario, Afectación: 1. Seguridad; 2. Impacto ambiental. Includes handwritten notes and a large blue scribble on the right side.





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y  
de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración  
y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UGI/DCGEERC/1505/2022  
Ciudad de México, a 13 de noviembre de 2022

Tabla 13. Análisis de vulnerabilidad de los escenarios de riesgos del Proyecto Fase 1

No. Plano	No. Escenario	Descripción del Escenario	Afectación: 1. Seguridad; 2. Impacto ambiental	
2	31, 103, 113, 128, 179	Posible Dispersión Tóxica, Incendio y/o Explosión en ICHALKIL 2 DEL por Ruptura en cabezal de producción GAY-111010 de 16" de diámetro por Alta Presión, debido a:  Obstrucción o Bloqueo de tubería hacia la plataforma TUMUT-A (Problemas operativos aguas abajo).	1	El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio ya que el nivel de radiación térmica es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 310.47 m. respecto al origen del descontrol, sufriendo quemaduras de 2° grado si no se protege de inmediato. En caso de explosión hay daños considerables a la salud e integridad física del personal en un radio 94.54 m. No se presenta dispersión tóxica.
			2	Para el incendio, se presenta una alta magnitud de emisión de gases de combustión generados por incendio a un radio de 310.47 m, así como de sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio sin efectos duraderos.
3	72, 140, 185, 216	Posible Dispersión Tóxica, Incendio y/o Explosión en ICHALKIL 2 DEL por Daño mecánico al separador de prueba MBD-111100 con pérdida de contención, debido a Fuego Externo.	1	El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio ya que el nivel de radiación térmica es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 153.60 m. respecto al origen del descontrol, sufriendo quemaduras de 2° grado si no se protege de inmediato. En caso de explosión hay daños considerables a la salud e integridad física del personal en un radio 55.19 m. No se presenta dispersión tóxica.
			2	Para el incendio, se presenta una alta magnitud de emisión de gases de combustión generados por incendio a un radio de 153.60 m, así como de sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio sin efectos duraderos.
4	194	Posible Dispersión Tóxica, Incendio y/o Explosión en ICHALKIL 2 DEL por Ruptura en cabezal de prueba GAY-111020 de 10" de diámetro por Alta Presión, debido a:  Obstrucción o Bloqueo de tubería hacia la plataforma TUMUT-A (Problemas operativos aguas abajo).	1	El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio ya que el nivel de radiación térmica es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 273.37 m. respecto al origen del descontrol, sufriendo quemaduras de 2° grado si no se protege de inmediato. En caso de explosión hay daños considerables a la salud e integridad física del personal en un radio 73.42 m. No se presenta dispersión tóxica.

Handwritten signature and initials in blue ink.





Tabla 13. Análisis de vulnerabilidad de los escenarios de riesgos del Proyecto Fase 1

No. Plano	No. Escenario	Descripción del Escenario	Afectación: 1. Seguridad; 2. Impacto ambiental	
<b>Plataforma Pokoch 1 DEL</b>				
5	247, 254, 266, 276, 281, 287, 293, 306, 318, 324, 330, 336, 348, 359, 362, 372, 386, 392, 398, 404, 410, 426, 439, 445, 459, 465, 471	Posible Dispersión Tóxica, Incendio y/o Explosión en POKOCH 1 DEL por Alta Presión, Alto Flujo, debido a: Condiciones inesperadas de alta presión de los pozos QAY- 120110 / 120120 / 120130, Falla de la válvula de estrangulamiento PV-10116/10126/10136, no regulando la presión / Falla de la válvula de estrangulamiento PV-20116/20126/20136, no regulando el flujo / Fallo del lazo de control PDIC-21103, cerrando la válvula PDV-21103 / Fallo del lazo de control LIC-21103 cerrando la válvula LV-21103 / Fallo del lazo de control LIC- 21101, cerrando la válvula LV- 21101.	2	Para el incendio, se presenta una alta magnitud de emisión de gases de combustión generados por incendio a un radio de 273.37 m, así como de sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio sin efectos duraderos.
			1	El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio ya que el nivel de radiación térmica es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 135.98 m. respecto al origen del descontrol, sufriendo quemaduras de 2° grado si no se protege de inmediato. En caso de explosión hay daños considerables a la salud e integridad física del personal en un radio 58.60 m. No se presenta dispersión tóxica.
6	271, 342, 352, 366, 416	Posible Dispersión Tóxica, Incendio y/o Explosión en POKOCH 1 DEL por Ruptura en el cabezal de producción CAY- 121010 de 16" de diámetro debido a Bloqueo de tubería de 16 "de diámetro hacia la plataforma TUMUT-A.	1	El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio ya que el nivel de radiación térmica es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 714.58 m. respecto al origen del descontrol, sufriendo quemaduras de 2° grado si no se protege de inmediato. En caso de explosión hay daños considerables a la salud e integridad física del personal en un radio 51.22 m. No se presenta dispersión tóxica.
			2	Para el incendio, se presenta una alta magnitud de emisión de gases de combustión generados por incendio a un radio de 714.58 m, así como de sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio sin efectos duraderos.

Handwritten signatures and initials in blue ink on the right margin.





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales

Oficio No. ASEA/UGI/DGGEERC/1505/2022  
Ciudad de México, el 13 de noviembre de 2022

Tabla 13. Análisis de vulnerabilidad de los escenarios de riesgos del Proyecto Fase 1

No. Plano	No. Escenario	Descripción del Escenario	Afectación: 1. Seguridad; 2. Impacto ambiental	
7	311, 377, 422, 451	Posible Dispersión Tóxica, Incendio y/o Explosión en POKOCH 1 DEL por Daño mecánico al separador de prueba MBD-121100 con pérdida de contención debido a Fuego externo.	1	El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio ya que el nivel de radiación térmica es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 408.79 m. respecto al origen del descontrol, sufriendo quemaduras de 2° grado si no se protege de inmediato. En caso de explosión hay daños considerables a la salud e integridad física del personal en un radio 74.71 m. No se presenta dispersión tóxica
			2	Para el incendio, se presenta una alta magnitud de emisión de gases de combustión generados por incendio a un radio de 408.79 m, así como de sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio sin efectos duraderos.
8	430	Posible Dispersión Tóxica, Incendio y/o Explosión en POKOCH 1 DEL por Ruptura del cabezal de prueba GAY-121020 de 10" de diámetro por Alta Presión, debido a:  Obstrucción o Bloqueo de tubería hacia la plataforma TUMUT-A (Problemas operativos aguas abajo).	1	El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio ya que el nivel de radiación térmica es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 486.73 m. respecto al origen del descontrol, sufriendo quemaduras de 2° grado si no se protege de inmediato. En caso de explosión hay daños considerables a la salud e integridad física del personal en un radio 67.29 m. No se presenta dispersión tóxica.
			2	Para el incendio, se presenta una alta magnitud de emisión de gases de combustión generados por incendio a un radio de 486.73 m, así como de sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio sin efectos duraderos.
<b>Plataforma Tumut-A</b>				
9	482, 489, 496, 503, 510, 517, 524, 531, 546, 553, 566, 573, 580, 587, 594, 600, 606, 620, 626, 632,	Posible Dispersión Tóxica, Incendio y/o Explosión en TUMUT-A por Alta Presión o Alto Flujo debido a:  Falla de la válvula SDV-31020 / Falla de la válvula SDV-31120 / Falla de la válvula PV-31010 A/B  / Falla de la válvula SDV-32121 / Falla de la válvula SDV-32121 / Falla de la válvula PV-32110 / Falla de la válvula PV-32110	1	El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio ya que el nivel de radiación térmica es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de 49.91 m. respecto al origen del descontrol, sufriendo quemaduras de 2° grado si no se protege de inmediato. En caso de explosión hay daños considerables a la salud e integridad física del personal en un radio 25.27 m. No se presenta dispersión tóxica.

Handwritten blue scribbles and marks on the right side of the page.





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales
Oficio No. ASEA/UCI/DCGEERC/1505/2022
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

Tabla 13. Análisis de vulnerabilidad de los escenarios de riesgos del Proyecto Fase 1

Table with 4 columns: No. Plano, No. Escenario, Descripción del Escenario, and Afectedación: 1. Seguridad; 2. Impacto ambiental. It contains three rows of risk scenarios with detailed descriptions and impact assessments.

Handwritten blue annotations including a checkmark, a large bracket, and initials 'ML'.





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UGI/DGGEERC/1505/2022  
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

Tabla 13. Análisis de vulnerabilidad de los escenarios de riesgos del Proyecto Fase 1

No. Plano	No. Escenario	Descripción del Escenario	Afectación: 1. Seguridad; 2. Impacto ambiental	
12	569, 622, 628	Posible Dispersión Tóxica, incendio y/o Explosión por Daño mecánico en el Separador de Producción MBD-132100 con pérdida de contención debido a Falla de la válvula SDV-32121 no cerrando / Fuego Externo / Falla del lazo de control LIC- 33010, válvula XV-32120 cerrando.	1	El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio ya que el nivel de radiación térmica es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de <b>227.38 m.</b> respecto al origen del descontrol, sufriendo quemaduras de 2° grado si no se protege de inmediato. En caso de explosión hay daños considerables a la salud e integridad física del personal en un radio <b>71.47 m.</b> No se presenta dispersión tóxica.
			2	Para el incendio, se presenta una alta magnitud de emisión de gases de combustión generados por incendio a un radio de <b>227.38 m.</b> , así como de sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio sin efectos duraderos.
13	668	Fuga de petróleo crudo con potencial de dispersión tóxica, incendio y/o explosión en ICHALKIL 2 DEL, debido a Colisión de embarcación o helicóptero (solo para tubería superficial).	1	El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio ya que el nivel de radiación térmica es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de <b>310.47 m.</b> respecto al origen del descontrol, sufriendo quemaduras de 2° grado si no se protege de inmediato. En caso de explosión hay daños considerables a la salud e integridad física del personal en un radio <b>94.54 m.</b> No se presenta dispersión tóxica.
			2	Para el incendio, se presenta una alta magnitud de emisión de gases de combustión generados por incendio a un radio de <b>310.47 m.</b> , así como de sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio sin efectos duraderos.
14	683	Fuga de petróleo crudo con potencial de dispersión tóxica, incendio y/o explosión en POKOCH 1 DEL, debido a Colisión de embarcación o helicóptero (solo para tubería superficial).	1	El personal presente en el área puede sufrir daños en caso de presentarse un incendio ya que el nivel de radiación térmica es suficiente para causar daño al personal que se encuentre dentro de un radio de <b>486.73 m.</b> respecto al origen del descontrol, sufriendo quemaduras de 2° grado si no se protege de inmediato. En caso de explosión hay daños considerables a la salud e integridad física del personal en un radio <b>67.29 m.</b> No se presenta dispersión tóxica.

9  
T  
ja  
m



**Tabla 13. Análisis de vulnerabilidad de los escenarios de riesgos del Proyecto Fase 1**

No. Plano	No. Escenario	Descripción del Escenario	Afectación:	
			1. Seguridad; 2. Impacto ambiental	
			2	Para el incendio, se presenta una alta magnitud de emisión de gases de combustión generados por incendio a un radio de 486.73 m, así como de sustancias químicas emanadas de los equipos para combate de incendio sin efectos duraderos.

En los que respecta al análisis de las posibles afectaciones por el derrame de hidrocarburos, el **REGULADO** indicó que de acuerdo con los resultados del modelo estocástico, ante la ocurrencia de una fuga de hidrocarburo en el oleogaseoducto en el periodo de secas, la zona con mayor probabilidad de impacto se sitúa entre Veracruz y Ciudad del Carmen, siendo la zona entre Coatzacoalcos y Paraíso, el área más afectada. En periodo de lluvias la zona con mayor probabilidad de impacto se sitúa entre Veracruz y Coatzacoalcos y entre Sánchez Magallanes y Nuevo Progreso, siendo la zona entre Alvarado y Coatzacoalcos, el área más afectada. Y en periodo de Nortes, la zona con mayor probabilidad de impacto se sitúa entre La Perla del Golfo y Ciudad del Carmen. Los resultados demostraron que el tiempo mínimo para que un derrame de petróleo alcance las costas de México, fue de 25 h, 76 h y 19 h, para los periodos de seca, lluvias y nortes, respectivamente

- G. Que el **REGULADO** manifestó que el área del **Proyecto Fase 1** no se encuentra dentro de alguna zona sensible, sin embargo, se presenta algunas colindancias a este. Asimismo, está en la Región Marítima Prioritaria (RMP) No. 53 "Pantanos de Centla - Laguna de Términos", específicamente dentro del sitio denominado "Laguna de Términos"; se localiza a unos 54 km de distancia la "Reserva de la Biósfera Pantanos de Centla" y aproximadamente a 91 km del "Área de Protección de Flora y Fauna Laguna de Términos". A continuación, se indican las zonas vulnerables cercanas al **Proyecto Fase 1**:

**Tabla 14. Zonas vulnerables cercanas al Proyecto Fase 1**

Zonas vulnerables	Distancia del Proyecto (km)
Reserva de la Biósfera Pantanos de Centla	70
Reserva de la Biósfera Laguna de Términos	38
AICA Pantanos de Centla	71
AICA Laguna de Términos	42
RAMSAR Pantanos de Centla	68
RMP Pantanos de Centla - Laguna de Términos	Dentro del polígono
RHP Laguna de Términos-Pantanos de Centla	46
Zona de salvaguarda Arrecifes de Coral del Golfo de México y Caribe Mexicano	30

- H. Que el **REGULADO** manifestó, con la finalidad de reducir los riesgos ante una emergencia en las instalaciones del **Proyecto Fase 1**, se contarán con una serie de **medidas y sistemas de seguridad**, capaces de mitigar cualquier situación de emergencia que se presenten. Dichos sistemas actúan





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales
Oficio No. ASEA/UCI/DGGEERC/1505/2022
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

inmediatamente al activarse de manera automática o manual y permite evitar mayores consecuencias de los efectos de falla.

Asimismo, mencionó que las plataformas ICHALKIL 2 DEL, POKOCH 1 DEL y TUMUT-A cuentan con un Sistema Integrado de Control y Seguridad (ICSS), que consiste en la integración del Sistema de Control de Procesos (PCS), el Sistema de Seguridad de Procesos (PSS) y el Sistema de Detección Gas Fuego (FGDS) en un sistema unificado en el que las funciones de cada uno se desarrollan en un hardware independiente.

Las instalaciones que considera el Proyecto Fase 1 son plataformas que serán operadas de forma semi-remota y la operación está diseñada para un funcionamiento con acciones automáticas que funcionarán en condiciones normales.

Cuando las plataformas estén sin tripulación, habrá un sistema SCADA ubicado en una sala de control en tierra en Ciudad del Carmen, Campeche, México. En este sistema se podrán realizar las mismas acciones de operación que se realizan en las estaciones de operación de la plataforma. Cuando el personal esté presente en la plataforma, se podrá acceder al estado y al control de la plataforma de forma local mediante las HMI, situadas en la sala eléctrica del CCM.

Y presentó varias secciones, donde listó los siguientes sistemas de seguridad y medidas preventivas, las cuales se indican de manera resumida, para cada instalación:

G.1 Sistemas de Seguridad Ichalkil 2 DEL

La plataforma ICHALKIL 2 DEL cuenta con un PSS para el monitoreo y control de variables del proceso. El Sistema de Seguridad de Procesos de forma general contempla 4 niveles básicos de desconexión en la instalación, y cada nivel más alto y crítico provoca la activación de los niveles inferiores: Parada de la unidad (USD), Parada del proceso (PSD), Parada de emergencia (ESD), y Cierre de la Plataforma de Abandono (APS).

Parada de la unidad (USD): El USD se aplica a un componente individual del proceso (como un recipiente o una bomba), o a un pequeño grupo de componentes del proceso (como un pozo de producción de un compresor de aire con sus válvulas asociadas, etc.). En caso de que se produzca una USD, sólo se desconectará el equipo afectado. La parada de la unidad se inicia mediante un sensor de proceso en las tuberías o los recipientes, un sensor de protección de la maquinaria en el equipo o una señal de funcionamiento permitida por el PSS.

Parada del proceso (PSD): La PSD se aplica a los equipos de procesamiento de hidrocarburos relacionados con la superficie de la instalación. En caso de PSD, se detendrá toda la producción de hidrocarburos. La parada del proceso se inicia por un sensor de proceso crítico o por una detección de gas confirmada en el área de proceso; ambos niveles de parada se accionan a través del PSS.

Handwritten blue notes and signatures on the right margin.





**Parada de emergencia (ESD):** Una condición de ESD tiene como resultado la terminación de toda la actividad de producción en la plataforma, mediante el apagado de los equipos de procesamiento de hidrocarburos relacionados con la superficie y el subsuelo. Los generadores de energía, los sistemas UPS, los sistemas de extinción de incendios y otros servicios de apoyo similares seguirán funcionando. La parada de emergencia se inicia mediante estaciones manuales, detección de incendios o detección de llamas en el área de proceso.

**Apagado de Abandono de la Plataforma (APS):** El APS es el nivel más alto de desconexión. Da lugar a una parada total y al abandono de la plataforma. Se inicia mediante estaciones manuales; ambos niveles de parada se accionan a través del FGDS.

**Sistema de seguridad de protección de línea de flujo FPSS:** El FPSS es un sistema de seguridad PLC adicional y redundante para supervisar el segmento de línea de flujo independiente PSHH y proporcionar disparos de cierre adicionales a las válvulas de superficie de cada pozo. En caso de que el sistema de seguridad del proceso (PSS) no cierre las válvulas de mariposa y maestra, el sistema de seguridad de protección de la línea de flujo (FPSS) cierra tanto la válvula de mariposa como la válvula maestra sin retardo de tiempo entre cada una, bloqueando y purgando el suministro hidráulico.

Además, indicó que cuenta con **enclavamientos de seguridad** localizados en: la cabeza de pozo de producción, la línea de flujo FPSS, a la salida del oleoducto que va de ICHALKIL 2 DEL a TUMUT-A, patín separador de pruebas y medidor de caudal, almacenamiento de diésel, sistema de inyección de químicos, sistema de drenaje abierto, sistema de drenaje cerrado, sistema de desfogue a quemador.

**Panel de control del cabezal de pozo (WHCP):** que se encarga de controlar y supervisar las válvulas del pozo, hay 3 válvulas automáticas en cada pozo: Válvula de seguridad subterránea controlada (SCSSV), válvula de seguridad de superficie (SSV) y válvula de mariposa (WV). Estas tres válvulas se accionan hidráulicamente y se controlan desde este panel. **Unidad de Potencia Hidráulica HPU:** diseñada para proporcionar la presión y el volumen del sistema para hacer funcionar las válvulas de mariposa del pozo (WV), las válvulas de seguridad de superficie (SSV) y la válvula de seguridad de subsuelo controlada en superficie (SCSSV). **Alarma sonora de proceso de la plataforma.** **Sistema de detección de incendios.** **Sistema de detección de gases tóxicos.** **Estaciones manuales:** Fuego, Abandono de la instalación, Parada de emergencia, Alarma general y de incendios. **Lazos de tapones fusibles:** Equipo de producción y Bahía.

Handwritten notes and signatures in blue ink, including a large vertical oval and several initials.

**C.2 Sistemas de Seguridad Pokoch 1 DEL**

De manera similar a los sistemas de seguridad de la plataforma ICHALKIL 2 DEL, la plataforma **POKOCH 1 DEL** considera el Sistema de Seguridad del Proceso llamado PSS, el cual como fue referido contempla 4 niveles básicos de desconexión en la instalación: Cierre de la Plataforma de Abandono (APS), Parada de emergencia (ESD), Parada del proceso (PSD), Parada de la unidad (USD).





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales
Oficio No. ASEA/UGI/DCGEERC/1505/2022
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

La descripción y función de cada uno de los niveles se menciona en el apartado anterior IV.1, por lo que a continuación se mencionan los sistemas de enclavamientos para la plataforma POKOCH 1 DEL.

Además, indicó que cuenta con enclavamientos de seguridad localizados en: la cabeza de pozo de producción, la línea de flujo FPSS, a la salida del oleoducto que va de POKOCH 1 DEL a TUMUT-A, patín separador de pruebas y medidor de caudal, almacenamiento de diésel, sistema de inyección de químicos, sistema de drenaje abierto, sistema de drenaje cerrado, sistema de desfogue a quemador. Panel de control del cabezal de pozo (WHCP): que se encarga de controlar y supervisar las válvulas del pozo, hay 3 válvulas automáticas en cada pozo: Válvula de seguridad subterránea controlada (SCSSV), válvula de seguridad de superficie (SSV) y válvula de mariposa (WV). Estas tres válvulas se accionan hidráulicamente y se controlan desde este panel. Unidad de Potencia Hidráulica (HPU): diseñada para proporcionar la presión y el volumen del sistema para hacer funcionar las válvulas de mariposa del pozo (WV), las válvulas de seguridad de superficie (SSV) y la válvula de seguridad de subsuelo controlada en superficie (SCSSV), Alarma sonora de proceso de la plataforma. Sistema de detección de incendios. Sistema de detección de gases tóxicos. Estaciones manuales: Fuego, Abandono de la instalación, Parada de emergencia, Alarma general y de Incendios. Lazos de tapones fusibles: Equipo de producción y Bahía.

G.3 Sistemas de Seguridad Tumut-A

La plataforma Tumut-A contará con un Sistema Integrado de Control y Seguridad (ICSS), que consiste en la integración del Sistema de Control de Procesos (PCS), el Sistema de Seguridad de Procesos (PSS) y el Sistema de Detección Gas Fuego (FGDS) en un sistema unificado en el que las funciones de cada uno se desarrollan en un hardware independiente. Las plataformas del Proyecto Ichalkil-Pokoch serán del tipo no tripuladas por lo que la operación está diseñada para un funcionamiento automático en condiciones normales.

Recepción de Petróleo Crudo: el crudo se recibirá de dos oleoductos submarinos de 16" provenientes de la plataforma ICHALKIL 2 DEL y la plataforma POKOCH 1 DEL, ambas entradas tendrán una válvula de cierre de emergencia para aislar la plataforma de cualquier condición de riesgo en los oleoductos submarinos.

Separador de Producción: Las dos tuberías de 16" de ICHALKIL 2 DEL y POKOCH 1 DEL llegarán al cabezal principal para entrar en el Separador de Producción (MBD-132100), en dicho equipo se separará la corriente en dos fases (gas y líquido) y se conducirá a una línea de salida diferente.

Salida de tubería a CHUC-A: Después de los patines de medición, la corriente de gas y la de líquido se unen en un cabezal de salida, dicha corriente de gas y líquido se conduce a la tubería de salida de la plataforma en dirección a CHUC-A.

Handwritten mark resembling a stylized '7' or 'r'.

Handwritten oval shape with a horizontal line through it.

Handwritten signature or initials.





Además de contar con enclavamientos de seguridad en: recepción de petróleo crudo, separador de producción, salida a Chuc-A, aire de instrumentos, almacenamiento y transferencia de diésel, almacenamiento e inyección de químicos, sistema de drenaje abierto, sistema de desfogue a quemador. Estaciones manuales: Fuego, abandono de plataforma, Parada de emergencia y alarma general. Sistema de detección de incendio y gas combustible en: Trampa de recibo de diablos ICHALKIL 2 DEL y POKOCH 1 DEL, Patín separador de producción, Patín de medición de aceite, Salida de tubería de CHUC-A, Patín de almacenamiento principal de diésel, Patín de válvula del Slugging ICHALKIL 2 DEL y POKOCH 1 DEL, Patín químico, Área de pozos existentes, Patín de quemador, Área de generadores, Patín de medición de gas, Patín de drenaje abierto, Cárcamo de drenaje cerrado. Lazos de taponos fusibles en las zonas de producción de la instalación.

H. Que el **REGULADO** indicó un extenso listado de las medidas preventivas consideradas en el Proyecto Fase 1 para disminuir la probabilidad de ocurrencia y/o mitigar la consecuencia de los escenarios de riesgo identificados en el ERA para la Plataformas Ichakil 2 DEL, Pokoch 1 DEL y Tumut-A, entre ellas, se citan las siguientes:

- Medidas de seguridad aplicables a las actividades de perforación y terminación
- Programas de Mantenimiento (preventivo y correctivo) de acuerdo con las matrices de mantenimiento para cada Plataforma.
- Programa de Capacitación y Entrenamiento, de acuerdo con la matriz de capacitación.
- Puestos de trabajo y fecha programada de la capacitación
- Programa de Simulacros, de acuerdo con el programa de simulacros y el procedimiento para el desarrollo de simulacros con la comunidad.
- Programa de actividades a realizar derivadas del estudio de riesgo ambiental presentado por el establecimiento o instalación
- Plan de respuesta de emergencias
- Personal necesario para el cuidado y manejo del equipo y recursos disponibles para la atención a emergencias
- Localización de los equipos (plano) para la atención a emergencias
- Rutas de evacuación
- Procedimientos Específicos para la Respuesta a los Posibles Eventos de Riesgo Identificados dentro de la instalación
- Planificación operativa para personal esencial y no esencial
- Procedimiento de evacuación de plataforma por bote de salvamento o embarcación de apoyo
- Procedimiento de evacuación de plataforma por medio de helicóptero
- Procedimientos para incendio / explosión
- Procedimiento de emergencia para contingencias por fuga de gas combustible y tóxico
- Procedimiento de emergencia en caso de liberación de sustancias peligrosas (hidrocarburos o sustancias químicas)
- Procedimiento de emergencia en caso de colisión por helicóptero

Handwritten marks: a blue '9' and a blue oval with a horizontal line through it, and some scribbles at the bottom right.





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y  
de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración  
y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UGI/DGGEERC/1505/2022  
Ciudad de México, el 15 de noviembre de 2022

- Colisión o golpe a plataforma por embarcación
- Procedimiento de emergencia por falla de suministro de energía eléctrica "Black out"
- Emergencia médica-Hombre lesionado
- Hombre al agua
- Procedimiento en caso de amenaza de bomba o asalto en las instalaciones
- Procedimiento ante la presencia de huracanes
- Procedimiento de declaración de emergencia
- Procedimiento de cese de la emergencia
- Procedimientos para retorno y/o reinicio seguro de operaciones

**Capacitación al personal**, de primeros auxilios, certificación de equipos y de personal, Código PBIP, Herramientas y equipos en buen estado, Inspección y aseguramiento rutinario de equipos, Llenado correcto del permiso de trabajo con riesgo, formato de Análisis de Seguridad en el Trabajo (AST), plan de roles y responsabilidades.

**Procedimientos operativos:** Arranque de la plataforma, transferencia de diésel, limpieza de interior de líneas de drenaje abierto, para realizar interconexión, lanzado de diablos, inertizado de equipos y líneas, trabajos en altura, trabajos en espacios confinados, transferencia de químicos (antiespumante, inhibidor de corrosión e incrustaciones, demulsificante), trabajo con fuentes de energía eléctrica, LOTO, arranque de los equipos y servicios auxiliares, maniobras e izaje, embarque de equipos y materiales, posicionamiento de embarcaciones y artefactos navales, referente a las estancias costafuera máximas permitidas, control a situación de emergencia sanitaria por Covid-19.

**Procedimientos de trabajo:** puesta en marcha y apagado, sistema HPU y WHCP, sistema de reunión de producción, sistema de pruebas, sistema de diablos, sistema de aire para instrumentos, sistema de nitrógeno, sistema diésel, sistema de inyección de químicos, sistema de drenaje abierto, sistema de drenaje cerrado, Sistema Pokoch de gas de combustible y antecedentes, válvula prueba, sistema manguera de carrete.

### H.1 Equipos de seguridad

El REGULADO incluyó inventario de equipo, materiales y recursos para la atención de emergencias considerados en el Proyecto Fase 1, localizados en la cubierta principal, en cubierta de sótano, subcubierta del sótano, sótano y helipuerto, así como los planos con la ubicación de los mismos en las Plataformas Ichakil 2 DEL, Pokoch 1 DEL, y Tumut-A, los cuales se indican de manera resumida:

- **Detectores:** Detectores de incendios, de gases combustibles, de gases tóxicos
- **Alarmas:** Central de alarma manual - incendio, Alarmas Visible Rojo, Alarmas amarilla, Alarmas visible azul, Alarmas transparente, y Alarmas sonora

Handwritten blue annotations: an arrow pointing up, a large vertical bracket on the right side, and the initials 'JF' and 'm' at the bottom.





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UGI/DCGEERC/1505/2022  
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

- **Equipos de seguridad:** Salvavidas, Estación lavajos de seguridad portátil, Cuerda de seguridad a prueba de fuego, Balsa salvavidas para 8 personas, Contenedor con 8 chalecos salvavidas, Equipos de respiración autónomos, Cono ancho.
- **Extintores:** Extintor portátil DCE, Extintor de CO<sub>2</sub>, Extinguidor químico seco con ruedas,
- **Señalización:** Señalización de prohibición (No fumar, Acceso restringido), Señalización de precaución (Alta tensión), Señalización de emergencia de incendio (Ubicación del extintor, Ubicación del extintor con ruedas, ubicación de la alarma de incendios, Fuego, Alta concentración de gas combustible, Alta concentración de gas tóxico, Abandono de la instalación), Señalización de emergencia (Ruta de evacuación (derecha), Ruta de evacuación (izquierda), Evacuación en la planta baja (derecha), Evacuación en la planta baja (izquierda), chalecos salvavidas, salvavidas, Estación de lavado de ojos, Helipuerto, Cuerda de embarque), Señalización de obligación (Protección ocular obligatoria, Uso obligatorio del casco, Protección obligatoria de las manos, Protección obligatoria de los pies, Protección auditiva obligatoria, Protección corporal obligatoria, Equipo de respiración), Señalización de información (Refugio temporal, Cuarto de baño, Sala eléctrica, Aviso de seguridad de la cubierta de helicóptero).

Asimismo, manifestó que en lo que respecta a los servicios externos que pudieran brindar atención en caso de alguna emergencia y que por sus mismas características el **REGULADO** no pueda mitigar y/o atender sus efectos, se cuenta con un amplio directorio de instituciones y empresas privadas que pueden prestar auxilio en caso de requerirse. Los servicios considerados son control de pozos y combate contra incendios, comunicaciones, compañías de buceo, hoteles, laboratorios, equipos de recuperación de derrames, consultores y contratistas, dependencias ambientales, monitoreo de derrames, transportación área, terrestre y marítima, manejo de residuos y vida silvestre.

Incluyó contratos con las empresas Wild Well Control y Contrato NRC México, Plan de Gestión Ambiental del Proyecto de Extracción de Hidrocarburos Ichakil-Pokoch, Embarcaciones de apoyo a emergencia, Protocolos de Respuesta a Emergencias para Ichakil 2 DEL, Pokoch 1 DEL, y Tumut-A, Notificaciones de emergencia (Informe de vertimiento de hidrocarburos al mar a la SEMAR, Instructivo de llenado de la notificación ASEA, Minuta y notificación a SEMAR), Planeación, ejecución y seguimiento a simulacros, Plan y verificación en caso de huracán, Protocolo de Respuesta a Emergencias de la Comunidad, Plan de la respuesta del derrame de petróleo.

- i. Derivado de la identificación de peligros y evaluación de riesgos, el **REGULADO** indicó que se emitieron las siguientes recomendaciones técnico-operativas, mismas que se encuentran consideradas en el plan de acción del PPA, como parte de las medidas para la administración y reducción de riesgos.

Handwritten blue annotations: an arrow pointing up and a large bracket-like shape on the right side of the page.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UGI/DGGEERC/1505/2022  
Ciudad de México, a 13 de noviembre de 2022

**Tabla 15. Recomendaciones conformadas por el GMAER para el Proyecto Fase 1**

No.	Recomendación	Responsable	Descripción del escenario de riesgo			
			Sistema	Causas	Consecuencia	
1	Elaborar y ejecutar un plan de posicionamiento de plataformas	El Contratista del equipo lo elabora y ejecuta, bajo supervisión del operador de la compañía	Movilización / Desmovilización de Plataforma autoelevable de perforación	Pérdida de control de la maniobra	Daño a la Plataforma	
2	Revisar el plan de movilización y desmovilización de los equipos	Contratista del equipo y operador de la compañía	Movilización / Desmovilización de Plataforma autoelevable de perforación	Falla Mecánica / eléctrica	Resultando en colisión con instalaciones cercanas	
3	Contar con Guía o procedimiento de Recursos Humanos referente a las estancias costafuera máximas permitidas	Recursos Humanos	Factores internos (laborales)	Jornadas prolongadas	Bajo rendimiento Accidentes Enfermedades laborales	C

NR: Nivel de Riesgo.

Adicionalmente se generaron 04 recomendaciones generales aplicables al ERA que se enuncian a continuación.

1. Implementación y seguimiento del Programa de Capacitación del Personal Operativo
2. Identificar y Realizar mejoras al PRE en caso de presentarse alguno de los supuestos establecidos en el Artículo 18 de las Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la elaboración de los protocolos de respuesta a emergencias en las actividades del Sector Hidrocarburos.
3. Comunicar al inicio de las actividades de terminación los riesgos identificados al personal involucrado en la actividad incluyendo a los contratistas.
4. Actualizar y homologar las etiquetas de identificación (TAG) de equipos, instrumentación, válvulas de control.

Incluyendo las acciones a realizar para la atención de las citadas recomendaciones:



*[Handwritten signature and scribbles]*



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y  
de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración  
y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UCI/DCGEERC/1505/2022  
Ciudad de México, el 15 de noviembre de 2022

Tabla 16. Actividades a desarrollar derivadas de las recomendaciones del ERA para el Proyecto Fase 1  
(Plan de Acción)

No	Descripción de la Actividad	Tipo de Recomendación	Fecha de Inicio	Fecha de Terminación	Personal Responsable
1.	Previo al inicio con la perforación/terminación de pozos Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. revisará en conjunto con la compañía contratista el plan de posicionamiento de plataforma con la finalidad de establecer las medidas de seguridad necesarias para evitar la probabilidad de un evento de riesgo.	De mejora	Previo a la perforación / terminación de pozos	Al mismo tiempo que termine la actividad de perforación/terminación de pozos	El Contratista del equipo lo elabora y ejecuta, bajo supervisión del operador de la compañía
2.	Previo al inicio con la perforación/terminación de pozos Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. revisará en conjunto con la compañía contratista el plan de plan de movilización y desmovilización de los equipos con la finalidad de establecer las medidas de seguridad necesarias para evitar la probabilidad de un evento de riesgo.	De mejora	Previo a la perforación/terminación de pozos	Al mismo tiempo que termine la actividad de perforación/terminación de pozos	Contratista del equipo y operador de la compañía
3.	Se deberá desarrollar una guía o procedimiento referente a las estancias máximas permitidas costa fuera, dicho plan o guía deberá contemplar cuando menos lo siguiente: Datos del personal que aborde. Acreditación de las capacidades psicofísicas del personal. Control de la estancia máxima del personal en instalaciones costa afuera. Cumplir estrictamente con sus obligaciones de prevención de riesgos en el trabajo y de seguridad e higiene. Establecer obligaciones especiales a los trabajadores durante su estancia.	Preventiva	Inmediata	Permanente	Recursos Humanos
4.	Fieldwood Energy deberá asegurar que la capacitación al personal se dé conforme a la Matriz de entrenamiento, Programa de Simulacros y adicionalmente la verificación y cualificación de las capacidades conforme al sistema ISNetwork. Los contratistas deberán apearse a dichos criterios establecidos.	De mejora	Inmediato	Permanente	HSE

Handwritten marks: a vertical line with a circle at the top, a large bracket on the right side, and a signature 'm' at the bottom right.





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y  
de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración  
y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UGI/DCGEERC/1505/2022  
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

Tabla 16. Actividades a desarrollar derivadas de las recomendaciones del ERA para el Proyecto Fase 1  
(Plan de Acción)

No	Descripción de la Actividad	Tipo de Recomendación	Fecha de Inicio	Fecha de Terminación	Personal Responsable
5.	Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. garantizará la actualización del PRE de conformidad con las Disposiciones Administrativas emitidas por la ASEA.	Preventiva	Al momento de presentarse cualquiera de los supuestos del Artículo 18 de la DACG PRE	Hasta que la actualización del PRE se ingrese a la ASEA.	HSE
6.	Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. en conjunto con las empresas contratistas dedicadas a la perforación/terminación de pozos implementarán sistema de comunicación de riesgos de manera documental y con pláticas relativas a la seguridad previo al inicio de dichas actividades.	De mejora	Previo a la perforación/terminación de pozos	Al mismo tiempo que termine la actividad de perforación/terminación de pozos	HSE
7.	Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. mantendrá disponible para cualquier consulta de la autoridad los planos (DTI,DFP, Isométricos, diagramas unifilares, trazo de ductos, arreglos generales) en su versión As Built.	De mejora	Enero 2022	Junio 2022	HSE

DACG PRE: Disposición Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la elaboración de los protocolos de respuesta a emergencias en las actividades del Sector Hidrocarburos.

- Que una vez analizada y evaluada la documentación e información presentada por el **REGULADO**, misma que se encuentra referenciada en los Considerandos I al IX del presente oficio, esta **DCGEERC** determina que el Estudio de Riesgo Ambiental y el Programa de Prevención de Accidentes del **Proyecto Ichalkil-Pokoch (Fase 1) del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015, Modalidad Producción Compartida, Área Contractual 4, localizada frente a la Costa de Campeche, estado de Campeche**, satisfacen los requisitos técnicos establecidos en las Guías SEMARNAT-07-008 y SEMARNAT-07-013; así mismo se ajusta a lo establecido en el párrafo segundo del artículo 147 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, por lo que para mantener y elevar el nivel de la prevención de accidentes relacionados con las Actividades Altamente Riesgosas que se realizan en las instalaciones en operación del **Proyecto Fase 1 del Área Contractual 4**, deberán sujetarse a los siguientes:





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y  
de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración  
y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UGI/DCGEERC/1505/2022  
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

### TÉRMINOS Y CONDICIONANTES

**PRIMERO.-** El **REGULADO** debe llevar a cabo el cierre de las recomendaciones derivadas del Estudio de Riesgo Ambiental incluidas en el Plan de Acción del Programa para la Prevención de Accidentes, manteniendo las evidencias (formato impreso y/o digital) de su cumplimiento por un periodo de al menos cinco años, y deberá presentarla cuando sea requerida por la **AGENCIA**. Lo anterior de conformidad con los elementos **XX. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y ANÁLISIS DE RIESGOS** y **XXVIII. CONTROL DE ACTIVIDADES Y PROCESOS** del **ANEXO III** de los Lineamientos **SASISOPA**, así como lo establecido en los Lineamientos Exploración y Extracción y Capítulo VI del Acuerdo Modificatorio de los Lineamientos Exploración y Extracción.

**SEGUNDO.-** El **REGULADO** debe mantener e inspeccionar los sistemas y dispositivos de seguridad para garantizar la administración y reducción de riesgos, conforme a lo previsto en los elementos **XXVIII. MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES** del **ANEXO III** de los Lineamientos **SASISOPA**; así como en lo establecido en los Lineamientos Exploración y Extracción y Capítulo VI del Acuerdo Modificatorio de los Lineamientos Exploración y Extracción.

**TERCERO.-** El **REGULADO** debe mantener actualizados y dar cumplimiento a las medidas preventivas establecidas en el Programa para la Prevención de Accidentes, entre otras: mantenimiento de equipos críticos, capacitación a personal y simulacros relacionados con los escenarios de riesgo derivados del ERA. Conservando la evidencia de su cumplimiento y de las acciones que deriven del resultado de su ejecución, por un periodo de cinco años; y deberá presentarla cuando sea requerida por el área de competencia designada por la **AGENCIA**.

Los informes y/o reportes de cumplimiento señalados anteriormente, deberán sujetarse a lo previsto en los elementos **XXIV. COMPETENCIA, CAPACITACIÓN Y ENTRENAMIENTO**; **XXXI. PREPARACIÓN Y RESPUESTA A EMERGENCIAS** del Anexo III de los Lineamientos **SASISOPA**; **VII. COMPETENCIA, CAPACITACION Y ENTRENAMIENTO** del APARTADO A del **ANEXO IV** de los Lineamientos **SASISOPA**; **X. INTEGRIDAD MECÁNICA Y ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD**, **XII. PREPARACIÓN Y RESPUESTA A EMERGENCIAS** del APARTADO B. del **ANEXO IV** de los Lineamientos **SASISOPA**; **IV. COMPETENCIA, CAPACITACION Y ENTRENAMIENTO**; **XI. MONITOREO, VERIFICACIÓN Y EVALUACIÓN**; **XII. PREPARACIÓN Y RESPUESTA A EMERGENCIAS** del **ANEXO V** de los Lineamientos **SASISOPA**. Así como en lo establecido en los Lineamientos Exploración y Extracción y Capítulo VI del Acuerdo Modificatorio de los Lineamientos Exploración y Extracción.

**CUARTO.-** Ante la ocurrencia de una emergencia derivada de la materialización de algún incidente y/o accidente ocurrido en las instalaciones, el **REGULADO** deberá dar cumplimiento a lo establecido en las Disposiciones administrativas de carácter general vigentes, 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, publicadas en el Diario Oficial de la Federación.

9  
F  
x  
m





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UCI/DGGEERC/1505/2022  
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

Los avisos, informes y/o reportes de cumplimiento señalados anteriormente, deberán sujetarse a lo previsto en los elementos XXXIV. INVESTIGACIÓN DE INCIDENTES Y ACCIDENTES del Anexo III de los Lineamientos SASISOPA; VIII. INVESTIGACIÓN DE INCIDENTES Y ACCIDENTES del APARTADO A. del ANEXO IV de los Lineamientos SASISOPA; XIV. INVESTIGACIÓN DE INCIDENTES Y ACCIDENTES del Anexo V de los Lineamientos SASISOPA y Capítulo VII del Acuerdo Modificatorio de los Lineamientos Exploración y Extracción.

QUINTO.- El REGULADO deberá presentar la actualización del Programa para la Prevención de Accidentes y del Estudio de Riesgo Ambiental cada cinco años, integrando las modificaciones que pudieran derivarse en materia de Impacto Ambiental del PROYECTO, considerando entre otros los siguientes supuestos:

- a. Cualquier modificación que implique cambios en las instalaciones o procesos, aumento o disminución en la cantidad de alguno de los materiales o sustancias involucradas en el proceso.
- b. Cambios a los procesos que involucren otros materiales peligrosos, diferentes a los manifestados en el programa para la prevención de accidentes.
- c. Ocurrencia de eventos tipo 2 y tipo 3, de acuerdo con las Disposiciones administrativas de carácter general vigentes, 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, publicadas en el Diario Oficial.
- d. Cambio de operador responsable del proyecto autorizado por la AGENCIA.
- e. Cambio en el Sistema de Administración autorizado por la AGENCIA.

Los avisos, informes y/o reportes de cumplimiento señalados anteriormente, deberán sujetarse a lo previsto en los elementos XX. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y ANÁLISIS DE RIESGOS; XXVIII. CONTROL DE ACTIVIDADES Y PROCESOS de los Lineamientos SASISOPA; los elementos II. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y ANÁLISIS DE RIESGOS; IX. CONTROL DE DOCUMENTOS Y REGISTROS del APARTADO B. del ANEXO IV de los Lineamientos SASISOPA; el elemento I. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS de los Lineamientos SASISOPA. Así como en los Lineamientos Exploración y Extracción y Capítulo VI del Acuerdo Modificatorio de los Lineamientos Exploración y Extracción.

Por lo anterior y con fundamento en los artículos 1o., 3o. fracciones VIII y XI, 4o., 5o. fracciones XXI y XXX, 13 y 14 de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos; 146 y 147 de Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente; 4 fracciones IV y XV, 12 fracciones I inciso d, VIII y XX, 18 fracciones III y XX; y 25 fracciones V, VI y XX del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos; Lineamientos SASISOPA y Lineamientos Exploración y Extracción y Acuerdo Modificatorio de los Lineamientos Exploración y Extracción, esta DGGEERC:

Handwritten marks: a vertical line with a hook at the top, a large bracket on the right side, and the initials 'JM' at the bottom.





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y  
de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración  
y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UGI/DGGEERC/1505/2022  
Ciudad de México, a 15 de noviembre de 2022

**RESUELVE**

**PRIMERO.- APROBAR** el Programa para la Prevención de Accidentes del Proyecto Fase 1 del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015, Modalidad Producción Compartida, Área Contractual 4, localizada frente a la Costa de Campeche, estado de Campeche, cuyas coordenadas del Área Contractual, Plataformas, Pozos y Ductos, se indican respectivamente, en las Tablas 1, 2, 3 y 4 del presente, en virtud de que cumple con lo dispuesto en la Guía SEMARNAT-07-013.

**SEGUNDO.- El REGULADO** deberá mantener en sus instalaciones, copia del PPA y del ERA, con sus respectivos anexos, así como la presente resolución, y mostrarla cuando sea requerida por la Unidad de Supervisión, Inspección y Vigilancia Industrial de la AGENCIA.

**TERCERO.- El incumplimiento** a cualquiera de los términos y condicionantes establecidos en la presente Resolución, la ocurrencia de eventos que pongan en peligro la vida humana o que ocasionen daños irreversibles al ambiente y a los bienes particulares o nacionales, podrán ser causas suficientes para la extinción de la misma, de conformidad con la LFPA.

**CUARTO.- La AGENCIA** a través de la Unidad de Supervisión, Inspección y Vigilancia Industrial, se reserva el derecho de verificar en cualquier momento el cumplimiento de lo aquí autorizado, así como de las obligaciones y responsabilidades correspondientes. Las violaciones a los preceptos establecidos serán sujetas a las sanciones establecidas en las disposiciones aplicables en la materia.

**QUINTO.- La presente resolución** no exime al REGULADO del cumplimiento de otras obligaciones en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente de acuerdo a la legislación vigente, y no deberá ser considerada como causal (vinculante) para que otras autoridades en el ámbito de sus respectivas competencias otorguen sus autorizaciones, permisos o licencias, entre otros, que les correspondan.

**SEXTO.- La presente resolución** se emite en apego al principio de buena fe al que se refiere el artículo 13 de la LFPA, tomando por verídica la información técnica anexa al escrito de ingreso, en caso de existir falsedad de la información presentada, el REGULADO, se hará acreedor a las penas en que incurre quien se conduzca con falsedad de conformidad con lo dispuesto en la fracción II y III del artículo 420 Quáter del Código Penal Federal, u otros ordenamientos aplicables referentes a los delitos contra la gestión ambiental.

**SÉPTIMO.- Contra la presente resolución** procede el recurso de revisión previsto en el artículo 176 Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, mismo que podrá presentar dentro del plazo de quince días contados a partir del día siguiente a que surta efectos la notificación del mismo.

*P*  
*F*  
*M*





Agencia Nacional de Seguridad Industrial y  
de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración  
y Extracción de Recursos Convencionales  
Oficio No. ASEA/UGI/DCGEERC/1505/2022  
Ciudad de México, el 15 de noviembre de 2022

**OCTAVO.-** Archivar el expediente con Número de bitácoras **09/ARA0137/02/22** y **09/AZA0138/02/22** como procedimiento administrativo concluido, de conformidad con lo establecido en el Artículo 57 fracción I de la LFPA.

**NOVENO.-** Téngase por reconocida la personalidad jurídica de la C. Georgina Fernández Patiño como Representante Legal del **REGULADO**, ello con fundamento en el artículo 19 de LFPA.

**DÉCIMO.-** Notifíquese el presente por cualquiera de los medios previstos, de conformidad con el Artículo 35 de la LFPA.

**ATENTAMENTE**

**El Director General de Gestión de Exploración y Extracción  
de Recursos No Convencionales Marítimos**

**Ing. José Guadalupe Galicia Barrios**

En suplencia por ausencia del titular de la Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, de conformidad con el oficio número ASEA/UGI/0444/2019, de fecha veinte de agosto de dos mil diecinueve, signado por el entonces Jefe de la Unidad de Gestión Industrial, y con fundamento en lo dispuesto por los artículos 4 fracciones IV y XV, 9 fracciones III, XII y XXIV, 12 y 48 del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, para ejercer las atribuciones contenidas en los artículos 18 y 25 del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

- c.c.e.p. Ing. Ángel Carrizales López - Director Ejecutivo, ASEA.
- Ing. Felipe Rodríguez Gómez - Jefe de la Unidad de Gestión Industrial, ASEA.
- Ing. José Luis González - Jefe de la Unidad de Supervisión de Inspección y Vigilancia Industrial, ASEA.
- Mtra. Laura Josefina Chong Gutiérrez - Jefa de la Unidad de Asuntos Jurídicos, ASEA.

Bitácora: 09/ARA0137/02/22 y 09/AZA0138/02/22.

