



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Análisis de riesgo de proceso:  
interacción en un centro de  
proceso costa afuera y una  
unidad flotante de producción**

**INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Eduardo Yamil Mateos Taba

**ASESORA DE INFORME:**

Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y  
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL  
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado ANALISIS DE RIESGO DE PROCESO: INTERACCION EN UN CENTRO DE PROCESO COSTA AFUERA Y UNA UNIDAD FLOTANTE DE PRODUCCION que presenté para obtener el título de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

---

**EDUARDO YAMIL MATEOS TABA**  
Número de cuenta: 421034051

# Agradecimientos

Agradezco a mi familia, en especial a mis padres, Carlos Mateos y Beatriz Taba; a mi hermano Liam Gael; a mi abuela Margarita Regules; y a mis tías Isabel y Susana Taba, por su apoyo incondicional, sus consejos y la compañía que me han brindado a lo largo de este proceso.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por brindarme la oportunidad de formarme profesionalmente y desarrollarme a lo largo de mi carrera, así como por las experiencias y amistades que formé durante esta etapa, especialmente a Pascual, Toledo, Rodrigo, Leo, Parra, Sebastián y Santiago.

A la Gerencia de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental (GSSTPA) por aceptarme, enseñarme y guiarme durante este periodo. En particular, agradezco al Ing. Raúl Armando por brindarme la oportunidad de integrarme a la coordinación a su cargo dentro del Activo Ku Maloob Zaap.

Al Ing. César Morales por seleccionarme en el programa de prácticas profesionales y brindarme la oportunidad de formar parte de su equipo de trabajo en ASP. Agradezco su enseñanza, paciencia, apoyo y guía como tutor corporativo en el presente trabajo, así como la confianza brindada para seguir aprendiendo y desarrollarme profesionalmente. Su orientación me impulsó a esforzarme y a confiar en mis conocimientos, aun reconociendo que siempre hay áreas por seguir mejorando.

Al Ing. Benigno Antonio por su apoyo, paciencia, enseñanzas, consejos y confianza durante mi estancia, motivándome constantemente a mejorar, aprender de mis errores y valorar cada experiencia como parte de mi formación personal y profesional, así como por su orientación y disposición para compartir su conocimiento.

A la Ing. Leydi Rejón por su apoyo, confianza y orientación tanto dentro como fuera de la coordinación, así como por su acompañamiento como tutora durante mis prácticas profesionales, motivándome a seguir esforzándome y aprendiendo.

Al Ing. Eligio Soto por su paciencia, disposición y enseñanza a lo largo de mis prácticas, así como por compartir su experiencia y conocimiento en el área, aclarando dudas y fomentando mi aprendizaje continuo.

Al ing. Hernán Zurita Domínguez, por su apoyo, consejos y por compartir conmigo su conocimiento y experiencia, pero principalmente por su paciencia.

A Laura por su apoyo, paciencia y consejos, así como por su ayuda tanto dentro como fuera del área laboral, y por compartir sus experiencias y pláticas.

A la coordinación del AEKMZ, por su apoyo, consejos, enseñanza, compañía y por aceptarme en el equipo; especialmente al ing. Rogelio, ing. Alejandrina, ing. Lulú, ing. Nati, lic. Fabiola y al ing. Mario.

A la Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa por su apoyo, consejos y guía como tutora del presente trabajo, así como a los miembros del jurado: Ing. Janett Montaña Salazar, M.I. Israel Castro Herrera, Ing. Victoriano Angüis Terrazas, Ing. Eduardo Dorantes Sevilla por su tiempo en la revisión de este trabajo.

Finalmente, agradezco a todos mis profesores e ingenieros que contribuyeron a mi formación académica mediante la transmisión de sus conocimientos y experiencias.

## Resumen

La administración de riesgos es un elemento fundamental en la industria petrolera, ya que permite identificar, evaluar y administrar los peligros potenciales en los procesos de producción, manejo y transporte de hidrocarburos, así como sus posibles consecuencias. En el ámbito profesional, la seguridad es indispensable para supervisar, evaluar y verificar las actividades operativas con el fin de prevenir accidentes que afecten al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

En este trabajo se presenta el Análisis de Riesgo de Proceso (ARP) aplicado a un centro de proceso costa afuera, con el objetivo de comprender su importancia, las metodologías utilizadas y la forma que se administran los riesgos en las instalaciones. Para su desarrollo, se consideraron información del centro de proceso, la etapa del ciclo de vida del proyecto y los lineamientos establecidos en la normativa aplicable. Así mismo, se aborda el sistema de seguridad, salud en el trabajo y protección ambiental (SSTPA), con el propósito de entender su implementación en la industria petrolera.

Finalmente, se presenta un caso práctico correspondiente al ARP de una línea de transporte de hidrocarburos entre el centro de proceso costa afuera y una unidad flotante de producción, en el cual se identifican los peligros asociados y se evalúan las posibles desviaciones de cambios en el proceso. Se hace énfasis en la importancia de la administración de cambio, ya que una gestión inadecuada puede generar condiciones que deriven en eventos no deseados. Los resultados obtenidos permitieron evaluar las condiciones de seguridad del sistema.

# Contenido

Agradecimientos .....	I
Resumen.....	III
Nomenclatura.....	VIII
Definiciones.....	X
Capítulo 1: Introducción .....	1
1.1 Contexto General.....	1
1.2 Justificación .....	2
1.3 Objetivo general.....	4
Capítulo 2: Antecedentes .....	5
2.1 Sistema Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA).....	5
2.2 Subsistema de Administración de Salud en el Trabajo (SAST).....	7
2.3 Subsistema de Administración Ambiental (SAA).....	8
2.4 Subsistema de Administración de la Seguridad de los Procesos (SASP) .....	8
Capítulo 3: Descripción del centro de proceso .....	10
3.1 Centro de proceso costa afuera y sus plataformas .....	10
3.2 Plataforma de perforación (PP).....	12
3.3 Plataforma de producción (PB) .....	13
3.4 Plataforma de generación (PG) .....	15
3.5 Plataforma habitacional (HA) .....	15
Capítulo 4: Metodologías.....	16
4.1 Metodología análisis de riesgos de proceso .....	16
4.2 Análisis de riesgos cuantitativo .....	21
4.3 Análisis de riesgos cualitativo .....	21
4.4 Metodología <i>What if?</i> .....	22
4.5 Análisis de Árboles de Eventos (ETA) .....	23
4.6 Metodología HazOp .....	24
Capítulo 5: Análisis de riesgos .....	27
5.1 Riesgos en los centros de proceso .....	27
5.2 Mitigación y prevención de riesgos .....	30

Capítulo 6: Resultados de análisis de riesgos de proceso.....	36
6.1 Metodología HazOp y <i>What if?</i> .....	36
6.2 Recomendaciones .....	39
Capítulo 7: Caso práctico .....	41
7.1 Aplicación del análisis de riesgo de proceso a tubería de producción.....	41
7.2 Unidad flotante de producción y su descripción actual.....	42
7.3 Descripción de la administración del cambio .....	43
7.4 Aplicación del análisis de riesgo del proceso y sus resultados.....	44
Conclusiones.....	50
Referencias .....	55

# Índice de tablas

Tabla 1. Plataformas del centro de proceso costa afuera. Tomado de Contexto operacional de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2024) .....	11
Tabla 2. Selección de metodologías. Tomado de Guía técnica para realizar análisis de riesgos de proceso (PEMEX, 2015) .....	18
Tabla 3. Aplicación de las metodologías que deben de ser utilizadas para realizar un análisis de riesgo de proceso. Tomado de Guía operativa para realizar análisis de riesgos de proceso (PEMEX, 2020).....	19
Tabla 4. Clasificación de la magnitud de riesgo en un centro de proceso costa afuera. Elaboración propia.....	27
Tabla 5. Clasificación del riesgo en un centro de proceso costa afuera. Tomado de la Guía técnica de tecnología del proceso SASP (PEMEX, 2010).....	28
Tabla 6. Categoría de la severidad de las consecuencias. Tomado de la Guía operativa para realizar análisis de riesgo de proceso (PEMEX, 2020).....	28
Tabla 7. Ejemplos de accidentes registrados en un centro de proceso costa afuera. Tomado de Análisis de riesgo del proceso de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2025) .....	30
Tabla 8. Listado de nodos HazOp. Tomado de Análisis de riesgo de proceso de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2025).....	36
Tabla 9. Lista de nodos What if? Tomado de Análisis de riesgo de proceso de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2025).....	37
Tabla 10. Escenarios de riesgo. Tomado de Análisis de riesgo de proceso de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2025).....	37
Tabla 11. Ejemplos causa-consecuencia. Tomado de Análisis de riesgo de proceso una línea de aceite entre un centro de proceso costa afuera y una unidad flotante de producción (PEMEX, 2025) .....	40
Tabla 12. Nodos utilizados. Tomado de Análisis de riesgo de proceso de una línea de aceite entre un centro de proceso costa afuera y una unidad flotante de producción (PEMEX, 2025).....	44
Tabla 13. Descripción de posibles escenarios. Tomado de Análisis de riesgo de proceso de una línea de aceite entre un centro de proceso costa afuera y una unidad flotante de producción (PEMEX, 2025).....	46
Tabla 14. Receptores de riesgos, parte 1. Tomado de Análisis de riesgo de proceso de una línea de aceite entre un centro de proceso costa afuera y una unidad flotante de producción (PEMEX, 2025) .....	47
Tabla 15. Receptores de riesgos, parte 2. Tomado de Análisis de riesgo de proceso de una línea de aceite entre un centro de proceso costa afuera y una unidad flotante de producción (PEMEX,2025).....	48

Tabla 16. Receptores de riesgos, parte 3. Tomado de Análisis de riesgo de proceso de una línea de aceite entre un centro de proceso costa afuera y una unidad flotante de producción (PEMEX,2025)..... 49

## Índice de figuras

Figura 1. Funcionamiento del subsistema de administración de seguridad de los procesos. ... 10

Figura 2. Centro de proceso costa afuera y sus 4 plataformas. Tomada de Contexto operacional de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2024) ..... 12

Figura 3. Ciclo de vida y etapas de desarrollo de un proyecto. Tomado de Guía operativa para realizar análisis de riesgo de procesos (PEMEX, 2020)..... 17

Figura 4. Procedimiento para realizar Árboles de eventos. Tomado de Contexto operacional de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2025) ..... 24

Figura 5. Protocolo de análisis para realizar HazOp. Tomado de Contexto operacional de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2025) ..... 26

Figura 6. Capas de protección y mitigación. Tomado de Análisis de riesgo de la línea de aceite de una línea de aceite entre un centro de proceso costa afuera y una unidad flotante de producción (PEMEX, 2025) ..... 32

Ilustración 7. Capas de protección y mitigación, ejemplo. Tomado de Petróleos Mexicanos (PEMEX, 2010)..... 35

Figura 8. Jerarquización de riesgos. Tomado de Análisis de riesgo de proceso de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2025)..... 39

## Índice de gráficos

Gráfico 1. Producción histórica del Activo de Extracción Ku Maloob Zaap (1979 – 2023). Elaborado a partir de información obtenida de Petróleos Mexicanos (PEMEX, 2026) ..... 2

## Nomenclatura

<b>SPPTR</b>	Sistema de Permisos para Trabajos con Riesgo
<b>SSPA</b>	Seguridad, Salud y Protección Ambiental
<b>PFD</b>	Probabilidad de Falla en Demanda promedio
<b>PHAST</b>	<i>Process Hazard Analysis Software</i> , por sus siglas en inglés.
<b>PAPC</b>	Programas de Acciones Correctivas y Preventivas
<b>LSO</b>	Límites Seguros de Operación
<b>MR</b>	Magnitud de Riesgo
<b>ERA</b>	Estudio de Riesgo Ambiental
<b>DTI</b>	Diagrama de Tubería e Instrumentación
<b>CEO</b>	Condiciones Esperadas de Operación
<b>ASP</b>	Administración de Seguridad de los Procesos
<b>ALARP</b>	<i>As low as reasonably practicable</i> Tan bajo como sea razonablemente práctico, en español
<b>GMAER</b>	Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos
<b>SIL</b>	<i>Safety Integrated Level</i> Nivel integral de seguridad, en español
<b>SIS</b>	Sistema Instrumentado de Seguridad
<b>SBCP</b>	Sistema Básico de Control de Proceso
<b>SIL</b>	Nivel integral de seguridad
<b>PRE</b>	Plan de Respuestas de Emergencias
<b>ASP</b>	Administración de la seguridad de los procesos
<b>CT</b>	Centro de Trabajo
<b>SSTPA</b>	Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental
<b>SSPA</b>	Sistema Seguridad, Salud y Protección Ambiental
<b>ASEA</b>	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente
<b>°API</b>	Grados API: <i>American Petroleum Institute</i> Unidad de medida de la densidad del aceite
<b>Mpcd</b>	Millar de pie cúbico diario
<b>Mbpd</b>	Miles de barriles por día
<b>MMpcd</b>	Millones de pies cúbicos diarios
<b>MMbpd</b>	Millones de barriles por día
<b>Kg</b>	Kilogramo
<b>°C</b>	Grados Celsius

<b>AEKMZ</b>	Activo de Extracción Ku-Maloob-Zaap
<b>AEC</b>	Activo de Extracción Cantarell
<b>RMNE</b>	Región Marina Noreste
<b>PEMEX</b>	Petróleos Mexicanos
<b>SERMNE</b>	Subdirección de Extracción de la Región Marina Noreste
<b>PEP</b>	PEMEX Exploración y Producción
<b>C.P.</b>	Centro de Proceso
<b>ARP</b>	Análisis de Riesgo de Proceso
<b>AR</b>	Análisis de Riesgo
<b>LOPA</b>	<i>Layer of Protection Analysis</i> Análisis de Capas de Protección
<b>BN</b>	Bombeo neumático
<b>BEC</b>	Bombeo electro centrífugo
<b>SDV</b>	<i>Shutdown Valve</i> válvulas de corte, en español
<b>SSV</b>	<i>Surface Safety Valve</i> Válvulas de seguridad superficial, en español
<b>SSSV</b>	<i>Subsurface Safety Valve</i> Válvula de seguridad subsuperficial
<b>kg/cm<sup>2</sup></b>	Kilogramo sobre centímetro cuadrado
<b>Pg</b>	Pulgadas
<b>N<sub>2</sub></b>	Nitrógeno
<b>SDMC</b>	Sistema digital de monitoreo y control
<b>PSV</b>	válvulas de seguridad
<b>SCDCE</b>	Sistema de control y disparo de cargas eléctricas
<b>MWh</b>	Megavatio-hora
<b>PTAR</b>	Planta de Tratamiento de Aguas Residuales
<b>GMAER</b>	Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgo
<b>HazOp</b>	<i>Hazard and Operability Study</i> Estudio de Peligros y Operabilidad, es español
<b>AAF-FTA</b>	Análisis de Árbol de Fallas - <i>Fault Tree Analysis</i>
<b>ETA-AAE</b>	Event Tree Analysis - Análisis de Árbol de Eventos
<b>FAMEA</b>	<i>Failure Mode and Effects Analysis</i> Análisis de Modos de Falla y Efectos

## Definiciones

De acuerdo con la Guía Operativa para el Análisis de Riesgos de Procesos en los Proyectos e Instalaciones de PEMEX Exploración y Producción, se tienen las siguientes definiciones y abreviaturas (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2020):

**Accidente:** Es aquel incidente que ocasiona afectaciones a los trabajadores, a la comunidad, al ambiente, al equipo e instalaciones, al proceso, transporte y distribución del producto y que debe ser reportado e investigado para establecer las medidas preventivas y correctivas, que deben ser adoptadas para evitar su recurrencia.

**Accidente mayor:** El evento no deseado que involucra a los procesos y equipos críticos con sustancias químicas peligrosas, que origina una liberación incontrolada de las mismas o de energía, y que puede ocasionar lesiones, decesos y daños en el centro de trabajo, la población aledaña o el ambiente.

**Acciones para la administración de los riesgos:** Son las acciones que se tienen que llevar a cabo con fecha compromiso y responsable designado, para implementar la recomendación o recomendaciones que resulten para prevenir la ocurrencia o bien mitigar las posibles consecuencias, de los riesgos identificados en los procesos.

**Administración de cambios:** Es la aplicación sistemática de políticas, prácticas y procedimientos de la organización en las tareas de identificación, evaluación, autorización e instalación de cualquier tipo de cambio o alteración, permanente o temporal, a la tecnología e instalaciones que modifique el riesgo o altere la seguridad y confiabilidad de las instalaciones o sistemas.

**Administración de riesgos:** Proceso de toma de decisiones que parte del análisis de riesgo/análisis de riesgo de proceso y el análisis de opciones técnicas de control, considerando aspectos legales, sociales y económicos; establece un programa de medidas de eliminación, prevención y control, hasta la preparación del plan de respuesta de emergencia.

**Análisis de consecuencias:** Estudio y predicción cuantitativa de los efectos que pueden causar eventos o accidentes que involucran fugas de tóxicos, incendios o explosiones, entre otros, sobre el personal, la población, el medio ambiente, los procesos, la producción, los equipos o las instalaciones.

**Análisis costo beneficio:** Técnica utilizada para evaluar la procedencia de atención a recomendaciones emitidas en el análisis de riesgo/análisis de riesgo de proceso,

comparando la magnitud del riesgo con los costos para su implantación y la disminución del riesgo analizado.

**Análisis de riesgo:** La aplicación de uno o más métodos específicos para identificar, analizar, evaluar y generar alternativas de mitigación y control de los riesgos significativos asociados con equipos críticos y los procesos.

**Análisis de riesgo cualitativo:** Es el desarrollo de técnicas que consisten en identificar los peligros en los procesos y examinar en qué manera se pueden reducir o eliminar los riesgos que presentan estos peligros, al personal, a la población, al medio ambiente, a la producción, los procesos, los equipos o las instalaciones.

**Análisis de riesgo cuantitativo:** Es el desarrollo de estimaciones numéricas de la frecuencia esperada o las consecuencias de accidentes potenciales asociados en una instalación o proceso, basados en evaluación de ingeniería y técnicas matemáticas.

**Análisis preliminar de riesgos:** Es el resultado de realizar un primer intento para identificar en forma general y de primera vista, los posibles riesgos que pueden originar los peligros que pueden originar los peligros en un diseño o instalaciones en operación la cual permitirá ubicar la situación actual que se tiene con respecto a la administración de los riesgos.

**Bow-Tie:** Metodología de identificación de peligros que puede ser utilizada para analizar y demostrar las relaciones de escenarios de alto riesgo y sus causas.

**Cantidad umbral:** El valor igual o mayor en masa kg de la sustancia química peligrosa establecida en el apéndice "A" de la NOM-028-STPS-2012, independientemente del estado físico en que se encuentre, cuya liberación incontrolada, por causas naturales o derivadas de la actividad humana, puede ocasionar un accidente mayor.

**Capas de mitigación:** Son aquellos mecanismos diseñados para minimizar la severidad de las consecuencias del accidente; es decir, han de actuar después de la pérdida de contención de materia o energía (reducen el riesgo disminuyendo las consecuencias de accidente)

**Capas de prevención:** Son aquellos mecanismos que tienen el propósito de detectar y evitar sucesos que dan lugar a accidentes; o lo que es lo mismo, han de actuar antes de la pérdida de contención de materia o energía del proceso (reducen el riesgo disminuyendo la frecuencia del accidente).

**Capas de protección:** Cualquier mecanismo independiente que reduce el riesgo por prevención, control o mitigación que pueden ser entre otras, capas de prevención o de mitigación.

**Caso alterno:** Es el evento creíble de una liberación accidental de un material o sustancia peligrosa que es simulado, pero que no corresponde al peor caso o el escenario de mayor riesgo identificado en la evaluación de riesgo inherente. El caso alterno se utilizará cuando no se hayan detectado escenarios de riesgo no tolerables (A) o indeseables (B) durante la evaluación de riesgo inherente, por lo que se debe seleccionar el escenario que tenga el valor más alto de la magnitud de riesgo tolerable con controles (C).

**Centro de Trabajo:** Es una instalación o conjunto de instalaciones de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales que cuenta con la estructura organizativa que le permite funcionar como un lugar independiente de trabajo.

**Condición peligrosa:** Estado físico o nivel de operación que puede originar un accidente o gran liberación de energía o sustancias, cuyas consecuencias son daños o lesiones.

**Consecuencias:** Resultado real o potencial de un evento no deseado, medido por sus efectos en las personas, la población, el medio ambiente, la producción, los procesos, los equipos o las instalaciones.

**Derrame:** Cualquier descarga, evaluación, rebose, achique o vaciamiento de hidrocarburos u otras sustancias peligrosas en estado líquido cuya presencia altere las condiciones naturales de un sitio y ponga en peligro uno o varios ecosistemas. Puede presentarse en tierra, aguas superficiales o en el mar y se origina dentro o fuera de las instalaciones petroleras, durante las actividades de explotación, transformación, comercialización o transporte de hidrocarburos y sus derivados.

**Desviación:** Condición peligrosa que se aparta de la intención del diseño del sistema o proceso.

**Emergencia:** Situación derivada de un accidente, que puede resultar en efectos adversos a los trabajadores, la comunidad, el ambiente o las instalaciones y que, por su naturaleza de riesgo, activa una serie de acciones para controlar o mitigar la magnitud de sus efectos.

**Equipo:** Equipo de perforación o de reparación de pozos de EEH.

**Equipo crítico para la ASP:** Sistemas, maquinaria, equipos, instalaciones, o componentes cuya falla resultaría, permitiría o contribuiría a una liberación de energía (por ejemplo, fuego o explosión, etc.) capaz de originar una explosión al personal a una cantidad suficiente de sustancias peligrosas, lo cual resultaría en una lesión, un daño irreversible a la salud o la muerte, así como un daño significativo a las instalaciones y al ambiente.

**Escenarios de mayor riesgo:** Es el(los) escenario(s) de riesgo con el(los) mayor(es) resultado(s) del producto de la frecuencia por la consecuencia y sus resultados tienen una

magnitud de riesgo  $\geq 48$  durante la evaluación y jerarquización de riesgo inherente, son los principales escenarios que se tendrán que administrar en un ARP.

**Escenario de riesgo:** Determinación de un evento hipotético, en el cual se considera la ocurrencia de un accidente bajo condiciones específicas, definiendo mediante la aplicación de modelos matemáticos y criterios acordes a las características de los procesos o materiales, las zonas que potencialmente puedan resultar afectadas.

**Estudio de AR/ARP:** Documento que integra la caracterización de riesgos, así como la información técnica empleada en su evaluación; las premisas y criterios aplicados; la metodología de análisis empleada; limitaciones del estudio y catálogo de los escenarios de riesgos, entre otros.

**Evaluación de riesgos:** Proceso de identificar peligros o condiciones peligrosas en los materiales y sustancias o en los procesos; analizar o modelar las consecuencias en caso de fuga o falla y la frecuencia con que pueden ocurrir y caracterizar y jerarquizar el riesgo resultante.

**Evento:** Suceso relacionado a las acciones del ser humano, al desempeño del equipo o con acontecimientos externos al sistema que pueden causar interrupciones o problemas en el sistema.

**Evento indicador de riesgo:** Es un suceso o condición peligrosa, el cual desencadena una acción de riesgo en el proceso de manera inmediata.

**Evento habilitador de riesgo:** Es un evento o condición peligrosa, el cual permite que una condición de riesgo continúe; requiere la presencia de un evento iniciador para que el riesgo continúe su camino hacia la consecuencia no deseada.

**Explosión:** Liberación súbita y violenta de energía que causa un cambio transitorio en la densidad, presión y velocidad del aire circundante a la fuente de energía. Esta liberación de energía puede generar una onda de presión con el potencial de causar daño en su entorno.

**Exposición:** Contacto de los trabajadores con los agentes y factores de riesgo presentes en el ambiente de trabajo, determinado por su actividad laboral.

**Frecuencia:** Número de ocasiones que se estima que puede ocurrir un evento en un lapso (tiempo). Está indicado por las manifestaciones del evento iniciador y no por la manifestación de la consecuencia.

**Fuego:** Consecuencia visible de la combustión.

**Fuga:** Liberación repentina o escape accidental por pérdida de contención de una sustancia en estado líquido o gaseoso.

**Grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos:** Es el grupo compuesto por el personal del centro de trabajo o de otros, que participan en el desarrollo de un ARP, el cual puede estar compuesto por especialistas en disciplinas tales como: análisis de riesgo, seguridad, operación, mantenimiento, ingeniería de diseño de proceso, salud, higiene industrial, protección ambiental, ergonomía y contraincendios, así como de cualquier otra disciplina que se considere necesaria dependiendo del caso que se trate.

**Impacto:** Efecto probable o cierto, positivo o negativo, directo o indirecto, reversible o irreversible, de naturaleza social, económica o ambiental que se deriva de una o varias acciones con origen en las actividades industriales.

**Incendio:** Combustión no controlada.

**Incidente:** Evento no deseado, que ocasiona o puede ocasionar afectaciones a los trabajadores, a la comunidad, al ambiente, al equipo o instalaciones, al proceso, transporte y distribución del producto que debe ser reportado e investigado para establecer las medidas preventivas o correctivas, que deben ser adoptadas para evitar su recurrencia.

**Instalación:** Es el conjunto de estructuras, edificios, equipos, circuitos de tuberías de proceso y servicios auxiliares, sistemas instrumentados, dispuestos para un proceso productivo específico, por ejemplo: almacenamiento de productos, carga o descarga, sistema de desfogue, tratamiento de efluente, transporte y distribución por ductos, polvorines, campamentos de estudios sismológicos, pozos, plataformas, muelles, embarcaciones, entre otros.

**Jerarquización:** Ordenamiento realizado, con base en criterios de prioridad, valor, riesgo y relevancia el cual se realiza con el propósito de identificar aquellas actividades de mayor importancia que pueden afectar la operación de la instalación.

**Matriz de riesgos:** Representación gráfica de criterios para jerarquizar los riesgos identificados en los procesos, en función de su frecuencia de ocurrencia y sus posibles consecuencias hacia el personal, la población, el medio ambiente y la producción o instalación.

**Medio ambiente:** Entorno en el cual una organización opera, incluyendo aire, agua, tierra, recursos naturales, flora, fauna, seres humanos y sus interrelaciones.

**Mitigación:** Conjunto de actividades destinadas a disminuir las consecuencias ocasionadas por la ocurrencia de un accidente.

**Modificación o cambio:** Acción de alterar el estado o la especificación de un material, proceso, equipo, componente o instalación, posterior al diseño, construcción u operación original.

**Nube tóxica o inflamable:** Porción de la atmósfera con una concentración de material tóxico o inflamable que tiene el potencial de causar daño o entrar en combustión; su formación se debe a la liberación de una sustancia peligrosa.

**Peligro:** Es toda condición física o química que tiene el potencial de causar daño al personal, a la población, al medio ambiente, a la producción o a las instalaciones.

**Peor caso:** Corresponde a la liberación accidental del mayor inventario del material o sustancia peligrosa contenida en un recipiente, línea de proceso o ducto, la cual resulta en la mayor distancia hasta alcanzar los límites de toxicidad, sobrepresión o radiación térmica, de acuerdo con los criterios para definir zonas intermedias de salvaguarda al entorno de la instalación. Para identificar los peores casos, no se requiere de un análisis de riesgos formal, no conocer las causas que pudieran provocarlo ni su probabilidad de ocurrencia, simplemente consideramos que éste sucede. Es el más alto nivel de severidad de un riesgo considerado que fallan todas las protecciones de manera realista.

**Pérdida de contención:** Salida no controlada de material peligrosa, provocada por una falla en alguna parte o componente de las instalaciones (recipientes, tuberías, equipos u otros) ocasionando un derrame o una fuga.

**Plan de respuestas de emergencias:** Documento resultante del proceso de planeación que define los responsables, acciones y recursos necesarios a ser aplicados coordinadamente, para controlar o mitigar las consecuencias causadas por un accidente al personal, al ambiente, a las instalaciones, a la comunidad o a la imagen de la institución.

**Prevención:** Utilización de procesos, prácticas, materiales, productos, servicios o energía para que, desde el origen, se puedan evitar, reducir o controlar (en forma separada o en combinación) los riesgos o impactos adversos en materia de seguridad industrial, salud de los trabajadores, población, ambientales, producción o instalaciones.

**Probabilidad de ocurrencia:** Posibilidad de que un evento acontezca en un lapso dado.

**Proceso:** Las actividades y operaciones industriales que conllevan el uso, almacenamiento, transformación, fabricación, trasvase, traslado o movimiento de las sustancias químicas peligrosas en el centro de trabajo o la combinación de éstas.

**Procesos críticos:** Secuencia de pasos, actividades u operaciones que, al ser realizadas de manera incorrecta, impiden o reducen significativamente obtener el resultado esperado

y puede resultar en la ocurrencia de un incidente que puede causar daño a la gente, equipos, materiales y ambiente, pérdida de producción o continuidad operativa.

**Riesgo:** La probabilidad de ocurrencia de un evento indeseable medido en términos de sus consecuencias en las personas, instalaciones, medio ambiente o la comunidad.

**Riesgo inherente:** Es propio del trabajo o proceso, que no puede ser eliminado del sistema, es decir, en todo trabajo o proceso se encontrarán riesgos para las personas o para la ejecución de la actividad en sí misma. Es el riesgo intrínseco de cada actividad, sin tener en cuenta los controles y medidas de reducción de riesgos.

**Riesgo de diseño:** Es aquel que se encuentra administrado a través de estándares de diseño (seguridad inherente); el requisito principal de un proceso es que él mismo sea seguro.

**Riesgo operativo:** Es aquel que se tiene en las condiciones operativas actuales de un proceso como resultado de la evaluación de la funcionalidad de los equipos para prevenir (Equipos Críticos para la ASP), mitigar o controlar los riesgos.

**Riesgo residual:** Es el riesgo remanente después del tratamiento de riesgo, es decir, una vez que se han implementado controles y medidas de reducción de riesgos para mitigar el riesgo inherente; el riesgo residual puede contener riesgos no identificados; también puede ser conocido como riesgo retenido.

**Salvaguarda:** Dispositivo, sistema, procedimientos o programas, entre otros, destinados a proteger la seguridad física integral de las personas, el medio ambiente o la instalación.

**Seguridad funcional:** Parte de la seguridad general relativa al proceso y al sistema básico de control de proceso que depende del funcionamiento correcto del SIS y de otras capas de protección.

**SIL:** Nivel integral de seguridad de un sistema o dispositivo relacionado directamente con su probabilidad de falla.

**Sistema instrumentado de seguridad:** Es un sistema de seguridad que tiene implementadas una o más funciones de cualquier combinación de sensores (elementos primarios), controlador lógico y elementos finales.

**Sustancia peligrosa:** Es cualquier sustancia que cuando es emitida, puesta en ignición o cuando su energía es liberada (fuego, explosión, nube tóxica) puede causar lesión, daños al personal, a la población, al medio ambiente, a los procesos o instalaciones debido a sus características de toxicidad, inflamabilidad, explosividad, corrosión, inestabilidad térmica, calor latente o compresión.

**Toxicidad:** Propiedad de las sustancias para producir un efecto indeseado cuando un compuesto químico ha alcanzado una cierta concentración que afecta al ser humano.

**Variables del proceso:** Condiciones físicas en las que se encuentran los fluidos dentro de un proceso determinado, como son temperatura, flujo, nivel, presión, concentración y densidad.

**Vulnerabilidad:** Es la mayor o menor facilidad de la ocurrencia de una amenaza en virtud de las condiciones que imperan; puede decirse que son los puntos o momentos de debilidad que se tienen y pueden favorecer la ocurrencia de un acto negativo o el aumento de las consecuencias de este.

# Capítulo 1: Introducción

## 1.1 Contexto General

La industria petrolera ha tenido diversos cambios con el paso del tiempo, impulsados por la incorporación de nuevas tecnologías e innovaciones buscando optimizar la producción y el procesamiento de hidrocarburos. En el caso de México, estos avances se ven reflejados en la identificación y desarrollo de sus cuencas productoras, siendo estas las cuencas de Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y las Cuencas del Sureste. Debido a su producción, destaca la Cuenca del Sureste que está integrada por la Sonda Campeche, Campeche-Tabasco y Salina de Chiapas (Petróleos Mexicanos [PEMEX], s.f.; Plataforma Nacional de Energía, Ambiente y Sociedad, 2025).

Dentro de la Sonda de Campeche se localiza la Región Marina Noreste (RMNE) con un área de responsabilidad de aproximadamente 189,056 km<sup>2</sup>, que comprende aguas territoriales del Golfo de México y del Mar Caribe en la cual se encuentran los Activos de Extracción Cantarell (AEC) y Ku-Maloob-Zaap (AEKMZ). Actualmente este último es el activo de mayor producción en México, con infraestructura costa afuera que permite la extracción, separación y transporte de hidrocarburos hacia otros centros de proceso, terminales marítimas y terrestres (PEMEX, 2026). De acuerdo con el *Prontuario de la Región Marina Noreste* (PEMEX, 2023) de la Subdirección de Extracción de la Región Marina Noreste (SERMNE) se tiene una producción de 781 Mbpd (ver **Gráfico 1**) con una aportación del 31% de los ingresos de Petróleos Mexicanos Exploración y Producción (PEMEX PEP), 42% de la producción nacional de hidrocarburos y el 34% de gas a nivel nacional. El AEKMZ cuenta con 10 instalaciones, de los cuales son 7 Centros de Proceso, 1 Centro Operativo de Bombeo, 1 Unidad Flotante y una Terminal Marítima.

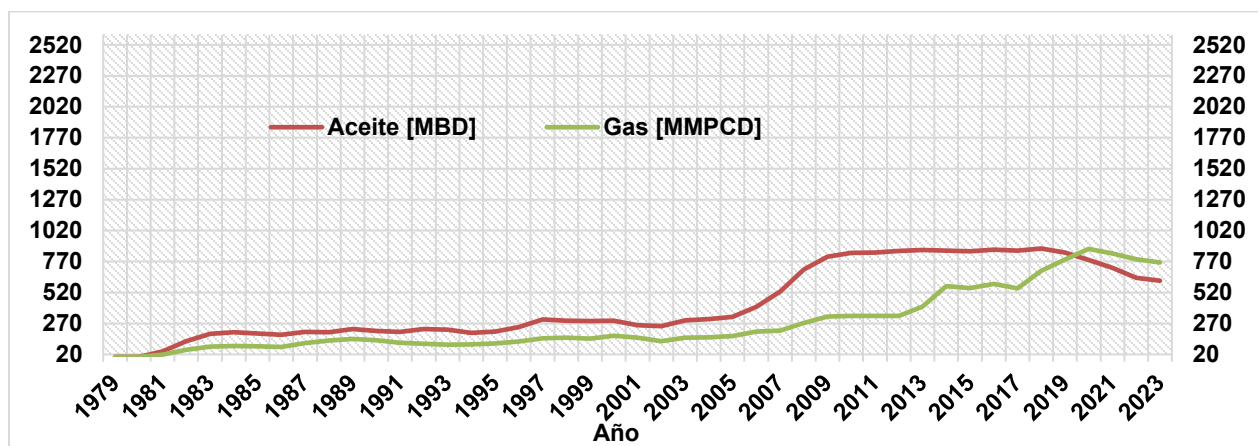


Gráfico 1. Producción histórica del Activo de Extracción Ku Maloob Zaap (1979 – 2023). Elaborado a partir de información obtenida de Petróleos Mexicanos (PEMEX, 2026)

Las plataformas petroleras tienen un papel muy importante en el sector económico y energético debido a sus múltiples utilidades en transporte, plásticos, detergentes, maquillaje, fertilizantes, entre otros. Por lo que, la producción y manejo de hidrocarburos que se procesan en las plataformas junto con su infraestructura debe cumplir con los criterios necesarios para una producción responsable, eficaz y factible, es decir, sin riesgos dentro de éstas. Recordando que la pérdida de producción o eventos de riesgos afectan no solo económicamente al sector de hidrocarburos, sino que podría resultar en eventos no deseables afectando el medio ambiente y la vida humana. Por lo tanto, la seguridad es fundamental en todos los ámbitos de trabajo; esto promueve la identificación de los posibles riesgos y afectaciones en caso de eventos no deseables o no previstos y cómo podrían prevenirse. O bien, si ocurren, cómo administrarlos para que estos tengan las mínimas afectaciones, teniendo como prioridad la vida humana. En este contexto, la seguridad de procesos juega un papel fundamental en la industria permitiendo salvaguardar la vida, proteger el medio ambiente y prevenir posibles consecuencias en cadena. Debido a ello, resulta indispensable aplicar metodologías que permitan analizar los posibles escenarios de riesgo en los centros de proceso (C.P.).

De la misma forma, es importante mencionar que todo tiene un ciclo de vida natural por lo que las condiciones de las instalaciones no son las mismas conforme pasa el tiempo, aumentando el riesgo y la probabilidad de eventos no deseados.

## 1.2 Justificación

Para comprender los riesgos y eventos posibles en las plataformas, se deben de realizar los estudios como el análisis de riesgo de proceso (ARP), que es un conjunto de metodologías donde se analiza, identifica y evalúa el riesgo en los centros de proceso para

visualizar su probabilidad de ocurrencia, severidad de consecuencias y así tomar las medidas necesarias para evitar, prevenir o mitigar los posibles eventos, esto se realiza en todos los centros de proceso por separado ya que las funciones y componentes de cada uno son diferentes y, por lo tanto, no enfrentan los mismos riesgos, además de que estos cambian con el tiempo. Por ello la actualización del ARP debe realizarse cada 5 años, o antes, si ocurre un cambio significativo en las variables del proceso (PEMEX, 2021).

Existen diversas metodologías para la evaluación de riesgos en centros de proceso, entre las que destacan el Nivel de Integridad de Seguridad (SIL) y el Análisis de Capas de Protección (LOPA). No obstante, para efectos de la presente tesis, se ha seleccionado el ARP como la herramienta principal de evaluación.

El ARP se caracteriza por ser una metodología transversal, aplicable a múltiples etapas del ciclo de vida de una plataforma marina, incluyendo el diseño, construcción, instalación, operación y mantenimiento. Esta metodología permite una visión integral del sistema, ya que evalúa de manera global los procesos, equipos, sistemas de seguridad, factores humanos y condiciones operativas de la plataforma.

El SIL se enfoca específicamente en la instrumentación de seguridad y en los sistemas instrumentados de seguridad (SIS), con el objetivo de verificar que dichos sistemas proporcionen el nivel de reducción de riesgo requerido. La determinación del SIL se realiza comúnmente a partir de los resultados obtenidos mediante LOPA, metodología que permite evaluar de forma semicuantitativa la eficacia de las capas independientes de protección durante la operación.

En este contexto, el ARP constituye el estudio base y más completo para la evaluación de centros de proceso y plataformas marinas, ya que integra la identificación de peligros, el análisis de escenarios de riesgo y la definición de salvaguardas, sirviendo además como fundamento para la aplicación posterior de metodologías más específicas como LOPA y SIL.

Se ha optado por hablar de un centro de proceso costa afuera debido a su tasa de producción de hidrocarburos; además, es una plataforma de generación eléctrica que proporciona energía para aproximadamente 14 plataformas de acuerdo con su contexto operacional (PEMEX, 2024). Por lo tanto, si la generación de energía falla en este centro de proceso afectaría: válvulas, sistemas de control, bombas, entre otros componentes y el manejo de hidrocarburos de otros centros de proceso que estén en su red de energía eléctrica, lo que incrementa su relevancia operativa y la necesidad de tener un control de riesgos para actuar y prevenir cualquier evento crítico que afecte la producción o instalaciones.

### 1.3 Objetivo general

Analizar el riesgo de proceso (ARP) en un centro de proceso costa afuera perteneciente al activo Ku-Maloob-Zaap, tomando como caso de estudio la línea de transporte de crudo pesado desde una unidad flotante de producción hasta el separador del centro de proceso, mediante la aplicación de la guía operativa de ARP GO-SS-TC-0002-2020, con la finalidad de identificar y evaluar los riesgos asociados a las operaciones y equipos involucrados en el manejo de hidrocarburos, así como las capas de protección y salvaguardas utilizadas para la prevención y mitigación de eventos no deseados, resaltando la importancia de la seguridad de procesos dentro de la industria petrolera.

Para definición de límites y fronteras se empleó la siguiente información del ARP del centro de proceso costa afuera, de acuerdo con Petróleos Mexicanos (2025), se consideran los siguientes elementos:

- Entradas y salidas de las plataformas
- Áreas de pozos en PP-Zp-C, PP-Zp-A, PP-Zp-B, PP-Zp-D, PP-Mb-A, PP-Mb-B y PP-Mb-D
- Batería de separación
- Sistema de bombeo de crudo
- Sistema de compresión de gas
- Paquetes de gas amargo
- Paquetes de gas residual (B.N.)
- Sistema de desfogue
- Drenajes cerrados y abiertos
- Sistema de distribución de diésel
- Plataformas satélites PP-Zp-A, PP-Zp-B, PP-Zp-D, PP-Mb-A, PP-Mb B y PP-Mb-D
- Aire de planta e instrumentos
- Plataforma de generación eléctrica
- Plataforma habitacional

# Capítulo 2: Antecedentes

## 2.1 Sistema Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA)

Para el desarrollo y explicación del análisis de riesgo de proceso (ARP), primero se debe tomar en cuenta que el análisis de riesgos surge como parte del desarrollo de la seguridad industrial que se fue fortaleciendo a partir de accidentes que afectan la integridad de las instalaciones, el medio ambiente y la seguridad del personal.

En este contexto, el ARP se considera de carácter obligatorio, siendo un marco regulatorio, por lo que debe llevarse a cabo para cualquier proyecto, cumpliendo con la NORMA Oficial Mexicana NOM-028-STPS-2012 “Sistema para la administración del trabajo-seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas” (Secretaría del Trabajo y Previsión Social, 2012), así como 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 que se indican, emitidas por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburo (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, 2016).

En el caso de Petróleos Mexicanos (PEMEX) se implementaron acciones y herramientas que permiten una mejor práctica y seguridad en el trabajo implementando dos fases (PEMEX, 2010):

### 1. Fase de Contención

Inició en 2006, implementándose las acciones y programas necesarios de acuerdo con las 12 mejores prácticas internacionales de seguridad, salud y protección ambiental, además de implementar el análisis de seguridad en el trabajo y procedimientos críticos para disminuir los accidentes en los centros de trabajo y las operaciones llevadas a cabo en las instalaciones. Esta fase concluyó también en 2006.

### 2. Fase de Mejora y Sustentabilidad

En esta fase, se incluyeron las 12 mejores prácticas internacionales de SSPA en todas sus instalaciones, de igual manera se implementó la administración de la seguridad de los procesos, salud en el trabajo y administración ambiental, esto hasta 2008.

Con la intención de una mejora continua, considerando actividades actuales y futuras, Petróleos Mexicanos incorporó un sistema integrado, denominado Sistema de Administración de Seguridad, Salud y Protección Ambiental de Petróleos Mexicanos (PEMEX-SSPA). Con base en el manual del sistema PEMEX-SSPA, primera revisión (PEMEX, 2010), este sistema se define como:

*El conjunto de elementos interrelacionados e interdependientes entre sí, que toma las 12 mejores prácticas internacionales como base del sistema y organiza los elementos restantes en tres subsistemas que atienden la seguridad de los procesos, la salud en el trabajo y la protección ambiental, el cual incluye y define las actividades de planificación, las responsabilidades, las prácticas, los procedimientos y los recursos necesarios para dar cumplimiento a la política, los principios y los objetivos de petróleos mexicanos en la materia y está alineado y enfocado en el proceso homologado definido para el mismo fin. (P. 10)*

Considerando que las 12 mejores prácticas internacionales de SSPA son:

1. Compromiso visible y demostrado
2. Política de SSPA
3. Responsabilidad de la línea de mando
4. Organización estructurada
5. Metas y objetivos agresivos
6. Altos estándares de desempeño
7. Papel de la función de SSPA
8. Auditorías efectivas
9. Investigación y análisis de incidentes
10. Capacitación y entrenamiento
11. Comunicaciones efectivas
12. Motivación progresiva

Dicho lo anterior, PEMEX debe cumplir con el sistema de seguridad, salud y protección ambiental (SSPA), así como con el sistema de administración de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente (SASISOPA). Respecto a este último, se da seguimiento conforme a sus términos y condiciones, atendiendo los requerimientos anuales establecidos.

Entre dichos requerimientos se encuentran el dictamen u opinión técnica de ingeniería y el ARP, documento sobre la actualización de la identificación de peligros y el análisis de riesgos. Así mismo, se elaboran documentos para la difusión de los objetivos, indicadores del año anterior y metas, así como resultados de la evaluación del cumplimiento de las

metas de SSPA y objetivos, si no se cumplen con las metas y objetivos se deberá de presentar las acciones preventivas y de contención.

En materia de seguridad, salud en el trabajo y protección ambiental (SSTPA) el sistema PEMEX-SSPA es una herramienta obligatoria para el ciclo de vida de sus instalaciones así como para sus trabajadores para administrar los riesgos o eventos que pudieran presentarse dado a que se apunta la mejora continua de la empresa, es por ello que el sistema está integrado por las 12 mejores prácticas como base del sistema SSPA, integrado por 3 subsistemas que se mencionan en el manual del sistema PEMEX-SSPA, primera revisión (PEMEX, 2010).

A continuación, se describen brevemente los subsistemas del SSPA y se enlistan los elementos de cada uno.

## **2.2 Subsistema de Administración de Salud en el Trabajo (SAST)**

Este subsistema se concentra en la salud de los trabajadores con la identificación y eliminación de agentes y/o factores que podrían afectarles, incluyendo la prevención de enfermedades de trabajo, recordando que en cualquier empresa el activo más valioso es el trabajador y cuenta con 14 elementos:

1. Agentes físicos
2. Agentes químicos
3. Agentes biológicos
4. Factores de riesgo ergonómico
5. Factores psicosociales de riesgo
6. Programa de conservación auditiva
7. Ventilación y calidad del aire
8. Servicios para el personal
9. Equipo de protección personal específico
10. Comunicación de riesgos para la salud
11. Compatibilidad puesto-persona
12. Vigilancia de la salud en el trabajo
13. Respuesta médica a emergencias
14. Objetivo, metas, programas e indicadores

## **2.3 Subsistema de Administración Ambiental (SAA)**

Los aspectos ambientales son importantes ya que en la industria se busca la producción de hidrocarburos con una afectación mínima al medio ambiente, por lo que se debe contar con medidas de prevención y control de la contaminación. Este subsistema se compone de 15 elementos:

1. Aspectos ambientales
2. Requisitos legales y otros requisitos
3. Objetivos, metas, programas e indicadores
4. Recursos, funciones, responsabilidad y autoridad
5. Competencia, formación y toma de conciencia
6. Comunicación interna y externa
7. Control de documentos y registros
8. Control operacional ambiental
9. Plan de respuesta a emergencias
10. Seguimiento y medición de las operaciones
11. Evaluación del cumplimiento legal
12. No conformidad, acción correctiva y acción preventiva
13. Auditorías ambientales
14. Mejores prácticas ambientales
15. Revisión por la dirección

## **2.4 Subsistema de Administración de la Seguridad de los Procesos (SASP)**

Este subsistema es una metodología y buena práctica que contribuye a la identificación de riesgos y peligros. Es de carácter preventivo y permite el control, entendimiento e identificación de los riesgos del proceso en operaciones que involucren el manejo de materiales peligrosos. Este subsistema consta de 14 elementos:

1. Tecnología del proceso
2. Análisis de riesgos de proceso
3. Procedimientos de operación y prácticas seguras
4. Administración de cambios de tecnología
5. Entrenamiento y desempeño
6. Contratistas
7. Investigación y análisis de incidentes
8. Administración de cambios de personal
9. Planes de respuesta a emergencias

10. Auditorias
11. Aseguramiento de calidad
12. Revisiones de seguridad de prearranque
13. Integridad mecánica
14. Administración de cambios

En materia de seguridad, este subsistema es el de mayor interés en este trabajo, al tratarse de la seguridad de los procesos y la relación con la tecnología de los procesos, el análisis de riesgos, así como la planeación y la respuesta a emergencias. Dichos procesos están alineados con la planeación de SSPA del macroproceso que involucra:

1. Planeación SSPA
2. Prevención y control de riesgos SSPA
3. Medición y evaluación
4. Análisis, cumplimiento y mejora

Los elementos anteriores constituyen la estructura del subsistema y se muestra la secuencia para lograr de forma eficiente los resultados que se desean, además, estos sirvieron de base para la creación de las pruebas, sistemas y subsistemas para la seguridad del proceso.

La **Figura 1** muestra el macroproceso del sistema SSPA; sin embargo, para efectos del presente trabajo, se presenta únicamente el componente correspondiente a la Seguridad en los Procesos (SASP), debido a su relación directa con el Análisis de Riesgo de Proceso (ARP).

El macroproceso empleado para el sistema PEMEX-SSPA se basa en la mejora continua, y está conformado por las etapas: Planear-Hacer-Verificar-Actuar, además de los Lineamientos del Sistema de Gestión por Procesos (SGP). Dentro de este marco se integran las 12 Mejores Prácticas Internacionales de SSPA, constituyendo el eje central para la gestión de la seguridad en las operaciones. En este contexto, la administración de la seguridad de procesos forma parte de este macroproceso, integrando herramientas como el ARP para la identificación y control de riesgos (PEMEX, 2010).

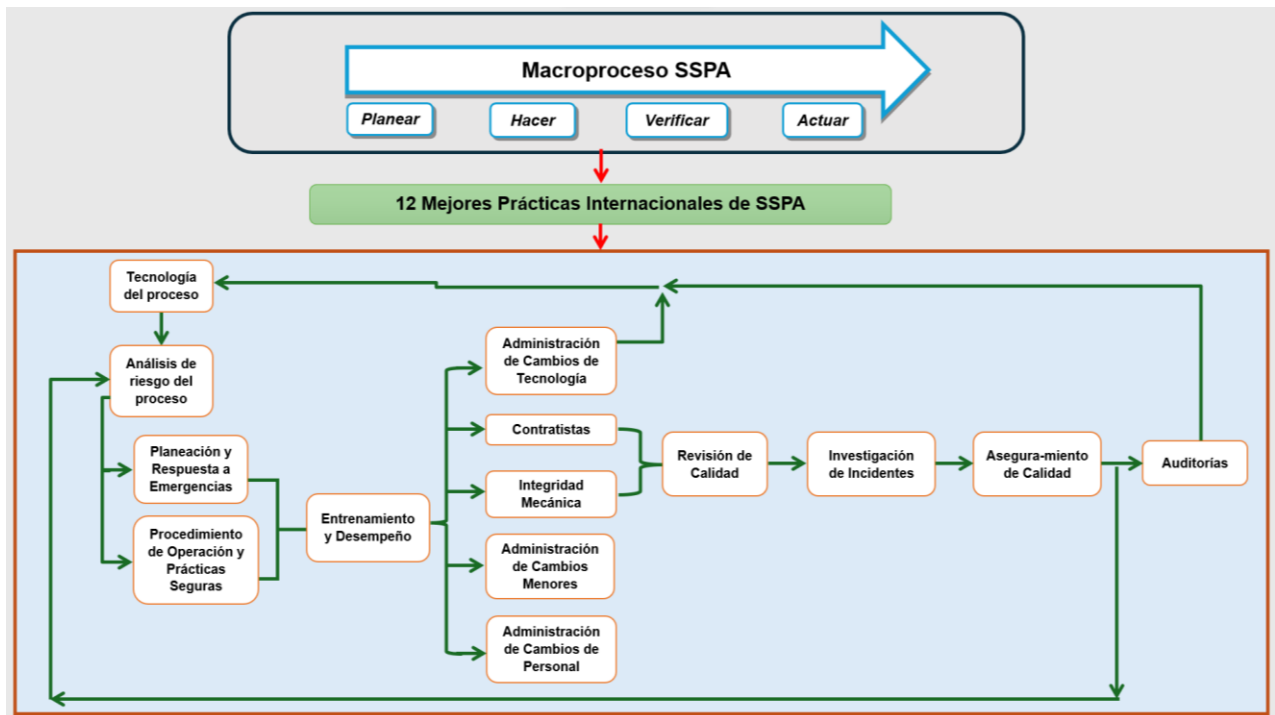


Figura 1. Funcionamiento del subsistema de administración de seguridad de los procesos.  
Tomado de Manual del sistema PEMEX-SSPA, primera revisión (PEMEX, 2010)

## Capítulo 3: Descripción del centro de proceso

### 3.1 Centro de proceso costa afuera y sus plataformas

El análisis de riesgo de proceso (ARP) es de gran importancia ya que brinda un mejor panorama de los riesgos a los que se está expuesto durante las operaciones realizadas en los centros de procesos.

La instalación con la que se abordará este trabajo para aplicar el ARP será en un centro de proceso costa afuera junto con sus plataformas; a continuación, se explicará cómo está conformado, y se proporcionará información referente a su producción y otra relevante que influya en el ARP como, por ejemplo, su importancia en el Activo de Extracción Ku-Malob-Zaap (AEKMZ).

De acuerdo con su contexto operacional (PEMEX, 2010), el centro de proceso costa afuera está localizado a 105 km al NO de Ciudad del Carmen, Campeche en el Golfo de México

con las coordenadas geográficas: latitud 19° 33'56.133" y longitud 92° 14' 08.221" en aguas someras debido que su tirante de agua es de 65.2 metros. Este centro de proceso inició operaciones el 27 de julio de 2007 manejando 80 Mbd de aceite de 13 °API y 50MMpcd de gas amargo, originalmente se diseñó para el manejo de 250 Mbd de aceite y 240 MMpcd de gas. Sin embargo, actualmente su producción bruta es de 163.3 Mbd y 607 MMpcd, respectivamente. Operan cerca de 73 pozos, de los cuales 65 pozos son de bombeo neumático (BN), 4 pozos con bombeo electro centrífugo (BEC) y 4 pozos fluyentes, dado las condiciones de producción y para la optimización del gas combustible y la infraestructura, fue necesario la implementación de turbobombas, turbocompresores, equipo de bombeo y electrobombas. Además de suministrar energía eléctrica a las plataformas satélites de los campos Zp, Mb y Ayt.

El centro de proceso costa afuera está conformado por 4 plataformas ubicadas en el campo Zp y 6 plataformas satélite en los campos Zp y Mb, en la **Tabla 1** se mencionan éstas con una introducción a lo que se realiza en base al contexto operacional (PEMEX, 2024) y el Informe del Análisis de Riesgo de Procesos (PEMEX,2025).

*Tabla 1. Plataformas del centro de proceso costa afuera. Tomado de Contexto operacional de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2024)*

NOMBRE DE LA PLATAFORMA SATÉLITE	CAMPO	NOMENCLATURA
Plataforma de Producción	Zaap	PB
Plataforma de Generación	Zaap	PG
Plataforma Habitacional	Zaap	HA
Plataforma de Perforación	Zaap	PP-ZC
Plataforma Satélite ZA	Zaap	PP-ZA
Plataforma Satélite ZB	Zaap	PP-ZB
Plataforma Satélite ZD	Zaap	PP-ZD
Plataforma Satélite MA	Maloob	PP-MA
Plataforma Satélite MB	Maloob	PP-MB
Plataforma Satélite MD	Maloob	PP-MD



Figura 2. Centro de proceso costa afuera y sus 4 plataformas. Tomada de Contexto operacional de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2024)

### 3.2 Plataforma de perforación (PP)

Se instaló el 12 de enero de 1992 y se conectó con la plataforma de producción (PB) mediante un puente enlace teniendo como función principal la producción, manejo y separación del aceite crudo y gas del yacimiento, con un total de 12 pozos (5 están cerrados y 3 son de inyección de gas nitrógeno). Su producción es alrededor de 14 Mbpd de aceite crudo y 30 MMpcd de gas amargo. Cuenta con un separador de prueba con capacidad de 15 Mbd de aceite y 10 MMpcd de gas, una consola hidroneumática de control y seguridad de pozo, así como un separador bifásico de primera etapa con capacidad de 150 Mbpd y 110 MMpcd.

Una de las funciones principales de esta plataforma es extraer el hidrocarburo y ejecutar la primera etapa de separación del gas amargo y la mezcla del crudo, la cual proviene de los pozos de la plataforma PP-Zp-B y de sus propios pozos.

Los sistemas de seguridad con los que cuenta esta plataforma son los siguientes:

- a) Sistema de paro por emergencia: Ubicado en las líneas de llegada y salida y es de tipo neumático, está conformado por 6 válvulas de corte o *Shutdown Valve* por sus siglas en inglés (SDV) las cuales se accionan cuando la presión no está en el rango de operación (de acuerdo con sus ventanas operativas), por lo que procederá a cerrarse/cortar el paso del flujo en la tubería.
- b) Consola de seguridad de pozos: Ante ciertos eventos, este sistema de seguridad hidroneumático permitirá cerrar el pozo mediante sus módulos de control que operan las válvulas de seguridad superficial o *Surface Safety Valve* por sus siglas en inglés (SSV) y a la válvula de seguridad subsuperficial o *Subsurface Safety Valve* por sus siglas en inglés (SSSV) de cada pozo. La válvula SSV tendrá un suministro de 120 [psi] de aire hacia el actuador neumático, el cual se interrumpirá si la presión en la bajante de los pozos es igual o superior a 17 kg/cm<sup>2</sup> para que después de 55 segundos se interrumpa el suministro hidráulico de la SSSV.
- c) Sistema de Contraincendios: Está constituido por una red contra incendios de fibra de vidrio de 8 pg 300# con los siguientes componentes: válvulas de diluvio, hidrantes-monitores, boquillas de aspersión de flujo constante, extintores portátiles, gabinetes, mangueras y red de tapones fusible.
- d) Sistema de gas a instrumentos: Opera mediante gas nitrógeno (N<sub>2</sub>), el cual es recibido en el cabezal general y posteriormente dirigido a la válvula SDV-1500. A partir de este punto se alimenta el paquete de regulación que está conformado por dos trenes independientes, los cuales disponen de tres etapas sucesivas de reducción de presión, cada una, realizadas mediante válvulas reguladoras que están diseñadas para un suministro estable y adecuado.

### **3.3 Plataforma de producción (PB)**

Se instaló el 10 de marzo de 2007, está unida a través de un puente con la plataforma de generación (PG) y tiene un sistema de acondicionamiento de gas combustible que sirve para el acondicionamiento de la turbo maquinaria. Este gas combustible viene de la plataforma PG.

Recibe crudo de las instalaciones: PP-Zp-A, PP-Mb-A y PP-Zp-C, el crudo que se recibe alimenta al separador de segunda etapa (separador horizontal bifásico que separa el aceite y gas), diseñada para recibir 270 Mbpd, además, cuenta con un control de operación

a través del sistema digital de monitoreo y control (SDMC), que tiene dos válvulas de seguridad (PSV) para proteger en caso de sobrepresión. Las válvulas PSV liberan la presión hacia afuera del sistema (a la atmósfera), abriendo por completo y liberando la presión, estas se emplean principalmente para gases, fluidos calientes y productos químicos.

Los sistemas de seguridad con los que cuenta esta plataforma son:

- a) Sistema de bombeo de crudo: En la plataforma hay 6 turbobombas y 2 electrobombas, para trabajar con aceite de 13 °API. La producción es distribuida desde esta plataforma (PB) hacia E-UA2 (perteneciente a la plataforma U-A) para que llegue con mayor facilidad hacia una unidad flotante de producción. En cuanto a las turbobombas, éstas constan de una bomba rotodinámica y una turbina de gas propulsora. Las electrobombas están acopladas en un eje, el cual transmite movimiento de la turbina de gas hacia los husillos de la bomba para incrementar la velocidad del crudo. y constan de un elemento motriz y un elemento impulsor.
- b) Sistema de medición de crudo: En esta plataforma se tiene una producción que pasa por el patín de medición de crudo L-1280, el cual consta de una capacidad de 915 Mbpd, según su contexto operacional, PEMEX 2024, llega una unidad flotante de producción a través del oleoducto que viene de E-U-A2 (de U-A), es decir, la producción va de PB-Zp-C, por el oleoducto, hacia E-U-A2 y después una unidad flotante de producción. La medición del agua se determina mediante el paquete de calidad que consta de un medidor de corte de agua en aceite, el cual está calibrado, proporciona en tiempo real el porcentaje de agua (dicho dato se envía para visualizarse en el sistema); sin embargo, cuando existe una variación de parámetros permitidos, se debe recalibrar.
- c) Sistema de medición de referencia de gas: El gas llega de las plataformas PP-Zp-A, PP-Zp-C, PP-Zp-D, Mb-A y Mb-D a la batería de separación PB-Zp-C que consta de: 5 turbocompresores *booster* y 2 recuperadores de vapor. De la misma forma que la medición del agua, la calidad del gas se determina a través del laboratorio, después se programa el sistema de medición del gas. Para la medición del gas amargo se cuenta con 6 turbocompresores Taurus 60, con capacidad nominal de 79 MMpcd cada uno. El gas llega de las plataformas satélites PP-Zp-A, PP-Mb-A y PP-Zp-C, a través de tres líneas que se integran a un cabezal de 36 pg a una presión media de 4.5 kg/cm<sup>2</sup> para entrar al separador (*slug catcher*) y recuperar líquidos que hayan condensado en los gaseoductos para después incorporarse al separador de segunda etapa.

### **3.4 Plataforma de generación (PG)**

Se instaló el 16 de abril de 2011 y suministra energía eléctrica a las demás plataformas, cuenta con un sistema de control y disparo de cargas eléctricas (SCDCE) que separa y centraliza el control de las cargas eléctricas, y principalmente cuenta con monitoreo y seguimiento en tiempo real, se realiza mediante el Sistema Digital de Monitoreo y Control (SDMC) para las plataformas: PG-Zp-C, PB-Zp-C, PP-Mb-A, PP-Mb-B, PP-Mb-C, PP-Mb-D, PP-Zp-A, PP-Zp-B y PP-Zp-D.

El gas residual que se recibe a través del gasoducto proviene de E-U-A2 (de la plataforma U-A), éste es enviado al paquete de acondicionamiento de gas combustible que consta del *slug catcher*, filtros magnéticos de gas, calentadores eléctricos, válvulas de control de presión y filtro coalescedor. Este paquete de acondicionamiento regula la presión, temperatura y condensados generados por el transporte en el gas combustible (los condensados los retiene el *slug catcher*), en cuanto al gas recibido, éste se separa en dos líneas de 4 pg para ser enviado a uno de los filtros antes mencionados (mediante las válvulas de bloqueo de entrada y salida del equipo, esta selección es manual) para los calentadores de gas combustible, así mismo, se envía a las turbinas de los generadores eléctricos. Actualmente se cuenta con 3 turbogeneradores con una potencia total de 38 MWh.

### **3.5 Plataforma habitacional (HA)**

Se instaló el 14 de abril de 2007; es una plataforma pensada para alojar a 168 personas, se proporciona hospedaje, servicio de agua potable, alimentación, electricidad y lo necesario para su estancia. Esta plataforma consta de 14 contenedores de uso habitacional, dormitorio autosustentable para 12 personas, 2 contenedores cocina, 3 contenedores comedor con capacidad de 25 personas por servicio, 1 contenedor de comida, 1 contenedor de almacenamiento, 2 contenedores de oficina, previsto para 12 lugares de trabajo con mesa y sillas, 1 contenedor consultorio con área de consulta médica y primeros auxilios, 2 contenedores tipo frigorífico, sistema de agua potable y servicios distribución y almacenamiento, sistema de drenaje y tratamiento de aguas residuales, sistema de almacenamiento de combustible y sistema de generación y distribución de energía eléctrica, sistema de seguridad industrial con sus elementos de detección y alarma autorizados, sistema de sobrevivencia y salvamento, sistema de telecomunicaciones, bomba contraincendio portátil, sistemas de escaleras y pasillos perimetrales y sistema de interconexión.

Las aguas residuales que se generan a partir de las regaderas, mingitorios, cocina, lavandería, excusado y otras áreas se tratan, los compuestos orgánicos e inorgánicos se envían a una criba de sólidos donde se realiza la separación sólido-líquido para dirigirse a una trampa de grasas y aceites (permitiendo la remoción de grasas y aceites que quedaron de la primera etapa), después pasa por un tanque de igualación que mantiene el flujo constante amortiguando los picos del flujo. El agua se envía a un biorreactor que descompone la materia orgánica para continuar al clarificador de media (para la separación y sedimentación de sólidos suspendidos), la siguiente etapa es el filtro multimedia para filtrar sólidos y finalmente pasa a la etapa de cloración para la desinfección y eliminación de microorganismos patógenos. Este es el proceso de la planta de tratamiento de aguas residuales o PTAR (PEMEX, 2026).

## Capítulo 4: Metodologías

### 4.1 Metodología análisis de riesgos de proceso

De acuerdo con la Guía Operativa para Realizar Análisis de Riesgo de Procesos en los Proyectos e Instalaciones de PEMEX Exploración y Producción (PEMEX, 2020). Se deberá ubicar la etapa de desarrollo del proyecto de acuerdo con el ciclo de vida y etapas de desarrollo de un proyecto conforme a la ASEA, ver **Figura 3**.

La máxima autoridad del centro de trabajo, quien funge como líder del grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgo (GMAER) y como líder de análisis de riesgo (AR), quienes en conjunto con los especialistas determinarán el tipo de ARP que se requiere y la etapa, así como las actividades y requisitos específicos a realizar.

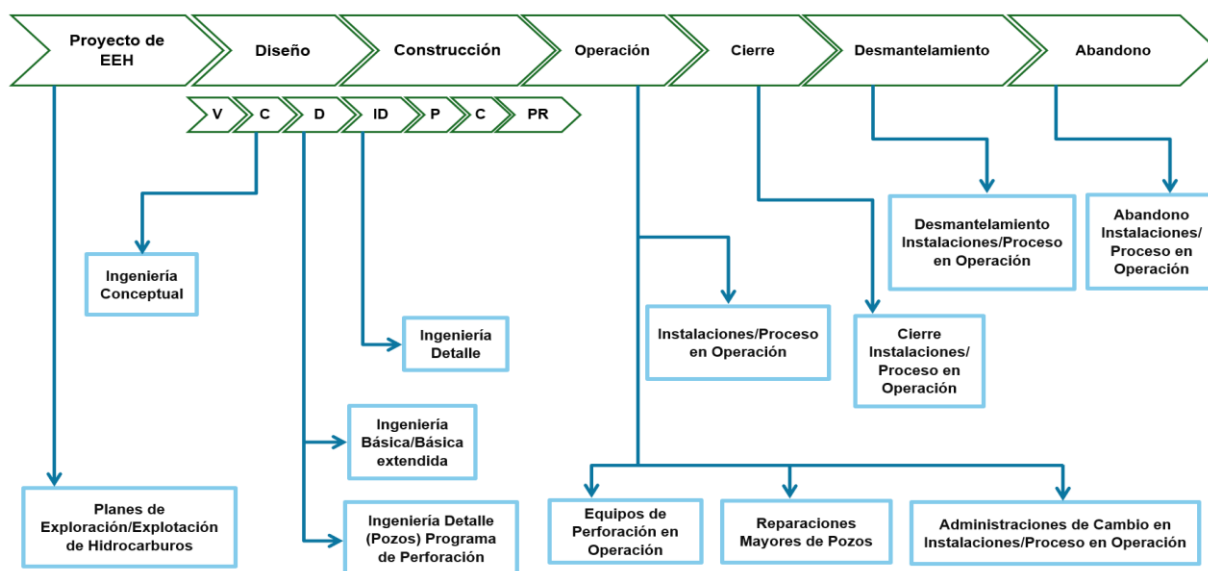


Figura 3. Ciclo de vida y etapas de desarrollo de un proyecto. Tomado de Guía operativa para realizar análisis de riesgo de procesos (PEMEX, 2020)

En base a la figura anterior es posible identificar la fase del proyecto en la que se encuentra el centro de proceso costa afuera, siendo la etapa de “operación”, esto debido a que el centro de proceso se encuentra dentro del sistema integral de producción.

Una vez identificada la etapa en la que se encuentra el proyecto, se deberá seguir con las actividades y requisitos específicos para la elaboración del ARP de acuerdo con el apartado C “Instalaciones o procesos para la explotación de hidrocarburos que se encuentra en la etapa de operación”, de la guía operativa para realizar análisis de riesgos de procesos en los proyectos e instalaciones de PEMEX exploración y producción, pág. 38, el cual consta de lo siguiente.

- I) Nombre del líder y los integrantes del grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgo
- II) Objetivo y alcance del estudio
- III) Descripción del centro de trabajo al cual pertenece la instalación/proceso
- IV) Descripción detallada de la instalación/proceso
- V) Descripción del entorno donde se encuentra la instalación/proceso
- VI) Premisas y consideraciones hechas para seleccionar y aplicar la(s) metodología(s) en el ARP
- VII) Descripción y desarrollo de la metodología seleccionada para la identificación de peligros, evaluación y jerarquización de los riesgos.
- VIII) Desarrollo del análisis preliminar de riesgos

- IX) Identificación de peligros, evaluación y análisis de riesgo
- X) Requerimientos para la administración de la seguridad de los procesos (ASP)
- XI) Recomendaciones emitidas para administrar los riesgos
- XII) Conclusiones y recomendaciones generales del ARP
- XIII) Anexos del informe del ARP

Por lo tanto, al seleccionar la(s) metodología(s) que se aplicarán en el ARP, considerando que los requerimientos y desarrollos se apegarán al marco normativo:

1. GO-SS-TC-0002-2020 “Guía operativa para análisis de procesos en los proyectos y/o instalaciones de PEMEX exploración y producción, versión segunda de noviembre de 2020”.
2. Guía para elaboración del análisis de riesgo para el sector de hidrocarburos, julio 2020.
3. Criterios técnicos DCO-GDOESSPA-CT-001 emitidos por la DCO/SDOSPA.

Dado lo anterior, y para la selección de la(s) metodología(s), en la tabla 2 se muestra el uso típico de algunas metodologías en base a la etapa de vida del proceso.

*Tabla 2. Selección de metodologías. Tomado de Guía técnica para realizar análisis de riesgos de proceso (PEMEX, 2015)*

Etapa de desarrollo	What if?	Lista de verificación	¿Qué pasa sí? lista de verificación	HazOp	AAF-FTA	ETA-AAE	FAMEA
Investigación y desarrollo	X		X				
Diseño conceptual	X	X	X				
Operación de la unidad piloto	X	X	X	X	X	X	X
Ingeniería de detalle	X	X	X	X	X	X	X
Construcción y arranque	X	X	X				X
Operación rutinaria	X	X	X	X	X	X	X
Expansión o modificación	X	X	X	X	X	X	X
Desmantelamiento	X	X	X				

El insumo para hacer una evaluación de riesgos constará de la recolección de la información del centro de proceso costa afuera y sus plataformas satélites, la cual deberá de ser revisada por el grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos, verificando que este actualizada y sea la información necesaria que avale su uso para

complementar los apartados del análisis, identificando los escenarios de riesgos en el centro de proceso.

Posteriormente se realizará la visita correspondiente al centro de proceso costa afuera para revisar, identificar o verificar los sistemas de seguridad y equipos de procesos como: hallazgos y no conformidades resultantes de auditorías de primera, segunda y tercera parte; resultados de revisiones de seguridad, situación actual de la instalación/proceso en programas de mantenimiento, inspección y pruebas de equipos críticos para ASP, la administración de cambios en personal, tecnología o cambios menores, actualización en la información como el paquete de tecnología, situación actual de accidentes, incidentes y fallas presentados en los subprocesos y/o sistemas en la instalación (PEMEX,2025).

Dicho lo anterior, las metodologías aplicadas al centro de proceso y sus plataformas satélites se determinaron acorde con la Guía Operativa GO-SS-TC-002-2020 según el diagnóstico y/o análisis del Centro de Proceso, donde se evaluaron las metodologías opcionales, metodologías aplicables o metodología sin aplicar de acuerdo con los objetivos y alcances del ARP, en base a la etapa en la que se encuentran las instalaciones, como se muestra en la **Tabla 3**.

*Tabla 3. Aplicación de las metodologías que deben de ser utilizadas para realizar un análisis de riesgo de proceso. Tomado de Guía operativa para realizar análisis de riesgos de proceso (PEMEX, 2020)*

Metodologías	Para la elaboración de un ARP		Para la elaboración de un estudio de ARP cualitativo						Para la elaboración de un estudio de ARP cuantitativo						(15)
	Análisis de frecuencias			Análisis de consecuencia											
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	
Planes de exploración/ desarrollo para la extracción de hidrocarburos y sus modificaciones	--	--	Si	--	--	--	--	--	--	--	--	Op	--	--	Op
Proyecto de una instalación / procesos de explotación de hidrocarburos con la ingeniería conceptual	Op	--	Si	Op	--	--	--	--	--	--	--	Op	--	--	Op
Proyecto de una instalación/proceso de explotación de hidrocarburos con la ingeniería básica/ingeniería básica extendida	Si	--	--	Op.	Op.	Si	Op.	--	Si	Op.	--	Si	Si	Si	Si

Proyecto de perforación de un pozo exploratorio/ explotación de hidrocarburos con la ingeniería detalle "programa de perforación"	Si	Op.	--	Si	Op.	--	Op.	--	Op.	--	--	Si	Si	--	Si
Proyecto de una instalación/proceso de explotación de hidrocarburos con la ingeniería de detalle	--	--	--	--	--	--	--	--	Si	Si	--	--	--	--	Si
Instalaciones/ procesos para la explotación de hidrocarburos que se encuentran en la etapa de operación	Si	Op.	--	Op.	Op.	Si	Op.	--	Si	Si	--	Si	Si	Op.	Si
Proyecto de administración de cambios en una instalación/proceso para la explotación de hidrocarburos que se encuentra en la etapa de operación	Op.	Si	--	si	Op.	Si	Op.	--	Si	Op.	Op.	Si	Op.	Op.	Si
Equipos de perforación de pozos exploratorios/ explotación de hidrocarburos	Op.	Si	--	Op.	Op.	--	Op.	Si	Si	--	--	Op.	--	--	Si
Proyecto de reparación mayor de un pozo de explotación de hidrocarburos que se encuentra en la etapa de operación	Op.	Si	--	Si	--	--	Op.	--	--	--	--	Si	Op.	--	Si
Proyecto de cierre, Desmantelamiento y abandono en una instalación /proceso para la explotación de hidrocarburos que se encuentra en la etapa de operación	Op.	Si	Si	Op.	--	--	--	--	--	--	--	Op.	--	--	Si
<b>Nota:</b> APR: Análisis preliminar de riesgo APR: Análisis preliminar de riesgo ARP: Análisis de riesgo de proceso (si): Metodología recomendada como primera opción de acuerdo con el objetivo y alcance del ARP (Op.) Metodología opcional que quedará a consideración del Líder y GMAER de acuerdo al objetivo y alcance del ARP.															

1. *Lista de verificación*
2. *Revisión de seguridad*
3. *Identificación de peligros (Hazid)*
4. *¿Qué pasa sí? (What if?)*
5. *Lista de verificación / ¿Qué pasa sí?*
6. *Análisis de Peligros y Operación (HazOp)*
7. *Análisis Bow-Tie*
8. *Análisis Modos Falla*

## 4.2 Análisis de riesgos cuantitativo

Es la evaluación de los riesgos de acuerdo con su probabilidad de ocurrencia y el potencial del riesgo; se realiza mediante la metodología HazOp de la guía operativa GO-SS-TC-0002-2020. Considera los siguientes puntos en la identificación de peligros en el ARP (PEMEX,2025):

1. Sistema para analizar: En este punto se analiza todo el centro de proceso, es decir, todas las plataformas que lo conforman.
2. Definición de nodos: Los nodos se delimitan con ayuda del equipo de trabajo y el grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos.
3. De acuerdo con el grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos, se considera la metodología de análisis de peligros y operatividad del HazOp y What if para los procesos y sistemas que requieren de evaluación.
4. Para la jerarquización de riesgos se utilizan las matrices que se establecen en la guía técnica de ... para realizar ARP (800-164-DCO-GT-75), la cual considera 4 receptores de riesgo, siendo el personal, medio ambiente, población y la instalación o producción.
5. Las evaluaciones de riesgo inherente y operativa serán las utilizadas para el desarrollo del análisis cualitativo.

## 4.3 Análisis de riesgos cualitativo

De acuerdo con el análisis de riesgo (ARP) del centro de proceso costa afuera, guía operativa GO-SS-TC-0002-2020, este riesgo no es numérico y sirve para priorizar los riesgos considerando la probabilidad de ocurrencia y potencial de riesgo, en donde se considera (PEMEX,2025):

1. Los escenarios de riesgo tienen cierta magnitud de riesgo, es decir, cual podrá ser su nivel de impacto, es por ello que se jerarquizan como riesgos: no tolerables (A), riesgos indeseables (B) y riesgos aceptables con controles (C); siendo los riesgos

A eventos que no pueden llegar a ocurrir en la plataforma porque pueden causar daños catastróficos, mientras que los riesgos B son eventos que podrían ocurrir, pero no tienen un impacto mayor y el último tipo de riesgos (C) son eventos que se pueden controlar si sucedieran.

2. Se utilizará el análisis de frecuencias que se realiza mediante un árbol de eventos y el análisis de consecuencias que surgen a partir de criterios dados.
3. Los escenarios por tomar en cuenta para el análisis cuantitativo serán A o B, o bien, aquellos donde las consecuencias sean mayores, como pérdidas de contención de hidrocarburos que generen gases tóxicos, explosivos o inflamables. En cuanto a la determinación de los radios de afectación por algún evento no deseado, se utiliza una herramienta informativa.
4. En cuanto a los tipos de escenarios se considerarán los escenarios de mayor riesgo en donde se consideran A y B; sin embargo, si no se clasifican como ninguno de los anteriores se clasificará como C, siempre y cuando se seleccione la mayor magnitud de riesgo (MR) inherente dentro del rango  $20 \geq MR \leq 47$ . El MR inherente son los riesgos que podrían ocurrir antes de que se implementen controles para mitigar los eventos.

En caso de que los riesgos no pudieran clasificarse de acuerdo con su MR, se procederá a un análisis de capas de protección y un análisis de seguridad funcional con base en la guía operativa GO-SS-TC-002-2020.

#### **4.4 Metodología *What if?***

Esta metodología funciona mediante el cuestionamiento de las posibles consecuencias que pueden ocurrir frente a una situación determinada (Fernández et al., 2020). Por lo tanto, las posibles soluciones vienen de una lluvia de ideas a través de un grupo multidisciplinario con el conocimiento y experiencia necesaria para llegar a un listado de “¿Qué pasaría sí?” con lógica y acuerdo a la información obtenida del centro de proceso, esto incluye procedimientos de operación, posibles e las instalaciones de la plataforma (PEMEX, 2025)

Los procedimientos generales para su aplicación, de acuerdo con Fernández et al. (2020) son:

1. Elegir el objetivo en cada sección del caso, también se puede estudiar de manera global.
2. Explicar el funcionamiento del proceso
3. Realizar una serie de preguntas de “¿Qué pasaría sí?” desde la primera hasta la última etapa. Revisar si estas preguntas no han sido hechas antes en algún otro estudio.

4. Hallar una respuesta para las preguntas realizadas.
5. Considerar las medidas a tomar y seleccionar aquellas que pueden prevenir, disminuir o mitigar el riesgo.
6. Efectuar los pasos anteriores a cada parte del estudio. Si se trata de un único estudio, agrupar las preguntas y respuestas hechas.
7. Realizar un informe recolectando la descripción y el esquema del proceso, las preguntas realizadas, las respuestas y el análisis, así como las mejores medidas o propuestas para prevenir, disminuir o mitigar el riesgo.

Cabe recalcar que se puede pasar por alto algunos riesgos ocultos, por lo que se hace énfasis en la experiencia del equipo multidisciplinario y en el conocimiento de la instalación, ya que si se trata de una instalación existente hay menor probabilidad de que pase por desapercibido algún caso. De igual manera, es importante juntar toda la información disponible del centro de proceso (PEMEX, 2025; Fernández et al., 2020).

## 4.5 Análisis de Árboles de Eventos (ETA)

El árbol de eventos es una metodología inductiva que surge de un evento iniciador y que se desarrolla a partir de posibles eventos sucesivos que podrían ocurrir en el transcurso de un proceso según las respuestas que se tengan en las acciones de mitigación; éstas están diseñadas para minimizar la severidad de las consecuencias. El árbol de eventos contiene todas las posibles secuencias que surgen a partir de un evento; esto permite sugerir acciones de mitigación o planes de emergencia mediante su análisis, gravedad y posibilidad de ocurrencia para actuar de manera correcta ante la situación que se tenga en la instalación (PEMEX, 2025).

Un ejemplo de la aplicación del análisis de árbol de eventos se presenta cuando ocurre una fuga en la tubería, siendo un evento iniciador que a partir de este se generarán diferentes secuencias que dependen de la actuación o falla en las barreras de seguridad. En la primera etapa, puede ocurrir la detección de la fuga mediante instrumentación como medidores de presión u observación del personal operativo a bordo. Si esta fuga se detecta a tiempo, se procede a reportar el evento y se realizan las acciones correctivas correspondientes, lo cual evitaría una serie de sucesos o accidentes. En caso de que la fuga no sea detectada a tiempo, se puede presentar una pérdida de presión mayor y liberación del fluido de la tubería en el área de trabajo, lo que incrementa la probabilidad de un incendio, accidente o eventos no deseables.

En la **Figura 4**, se muestra el procedimiento general para realizar el análisis de árboles de eventos (PEMEX, 2025).

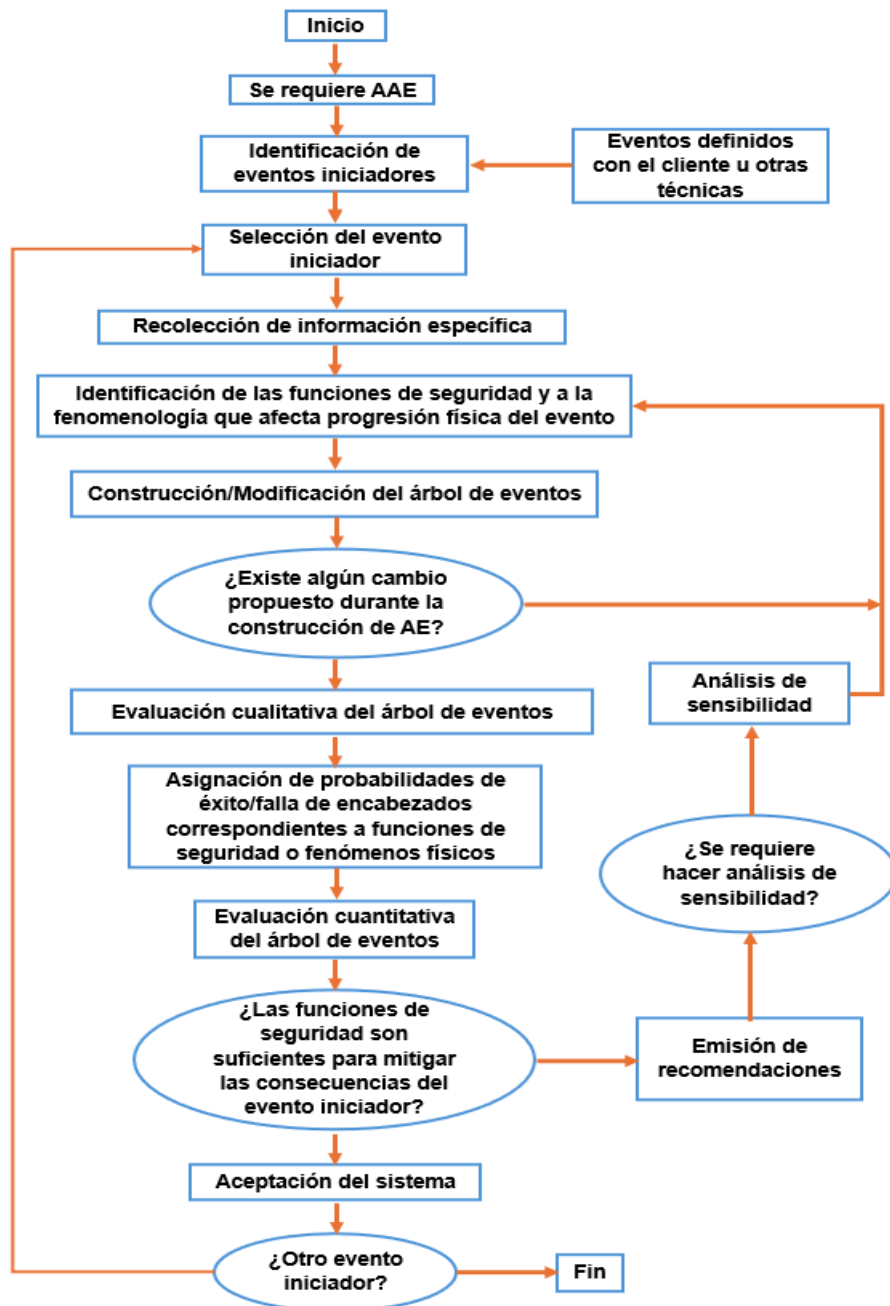


Figura 4. Procedimiento para realizar Árboles de eventos. Tomado de Contexto operacional de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2025)

## 4.6 Metodología HazOp

Las instalaciones tienen un diseño seguro del proceso, sin embargo, se deben de estudiar las posibles desviaciones que pudieran ocurrir, por lo que el grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos deberá realizar la aplicación y evaluación sistemática en

base al nodo (sección de la instalación aislada para su estudio) para identificar las posibles desviaciones de acuerdo con la intención del diseño, medidas para prevenir o mitigar consecuencias. (PEMEX, 2025)

El grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos está compuesto por:

1. Líder de HazOp
2. Auxiliar de HazOp
3. Ingeniero de proceso
4. Ingeniero de mantenimiento
5. Personal de operación
6. Ingeniero de instrumentos
7. Ingeniero de seguridad

A partir de la metodología HazOp se derivan los nodos determinados a través del grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos empleando un sistema, esto quiere decir que se estudian las diversas secciones de la plataforma que tengan mayor incertidumbre de ocurrencia como evento no deseable, de acuerdo con la experiencia y conocimiento de este grupo multidisciplinario, además de casos ocurridos previos. Existe un protocolo para la realización del análisis HazOp, el cual se muestra en la **Figura 5**, a continuación. (PEMEX, 2025).

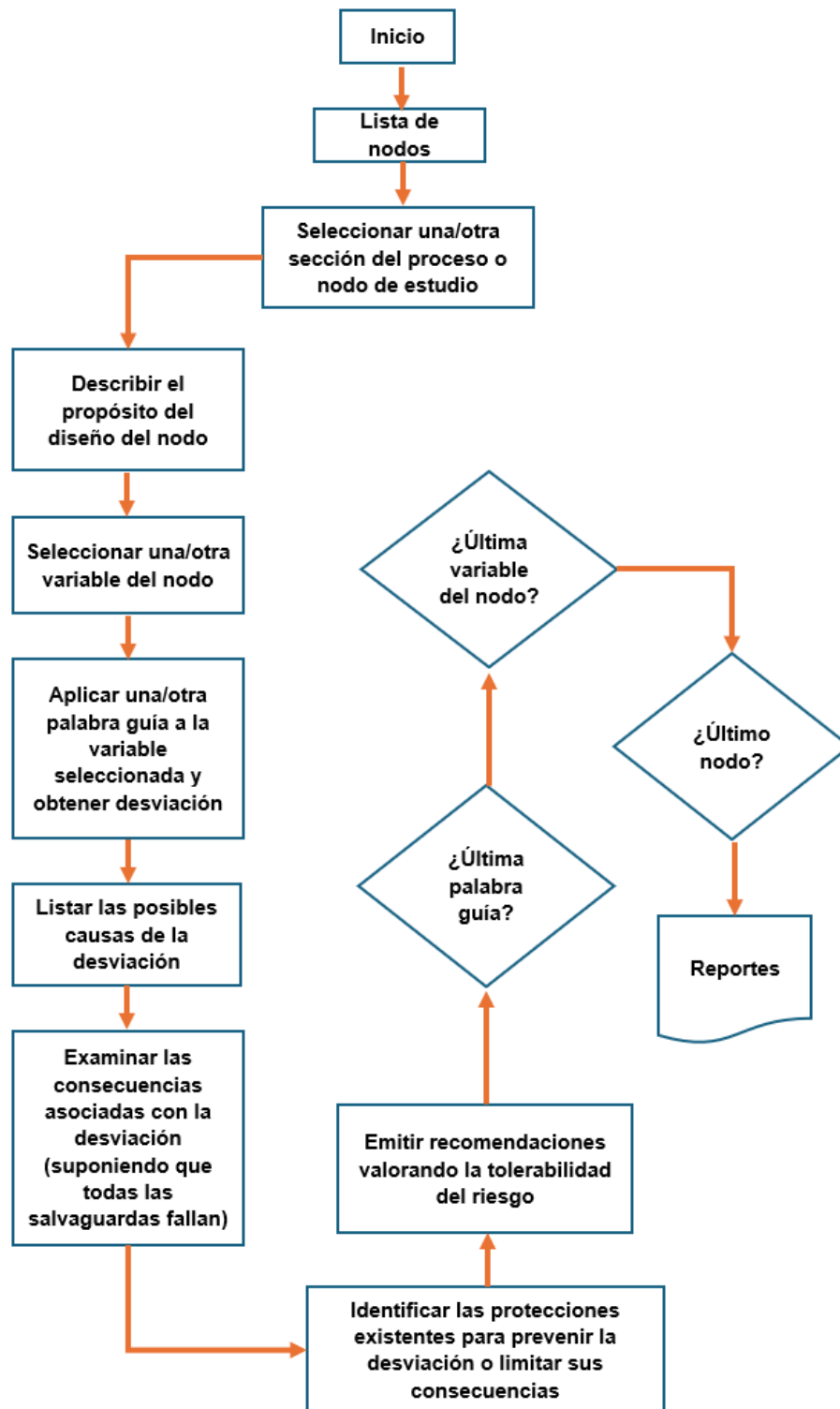


Figura 5. Protocolo de análisis para realizar HazOp. Tomado de Contexto operacional de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2025)

# Capítulo 5: Análisis de riesgos

## 5.1 Riesgos en los centros de proceso

En este trabajo se define el riesgo como el peligro al que se exponen el personal, en consecuencia, un peligro es toda condición física o química que tiene el potencial de causar daño al personal, a las instalaciones o al ambiente. Por ello, se debe identificar los riesgos a los que estamos expuestos en la plataforma ante un evento no deseado, considerando su frecuencia y la magnitud de sus consecuencias (PEMEX, 2025).

Para llevar a cabo la clasificación de los distintos tipos de riesgos identificados, es necesario definir la magnitud de riesgo (MR) que se calcula con la siguiente fórmula:

$$MR = F \times C$$

Donde:

MR es la magnitud de riesgo, F el factor de frecuencia y C el factor de consecuencia.

Dicho lo anterior, el riesgo se clasifica de acuerdo con su magnitud de riesgo dado lo siguiente (ver **Tabla 4**):

Tabla 4. Clasificación de la magnitud de riesgo en un centro de proceso costa afuera. Elaboración propia

Riesgos	Color mayormente representativo	Magnitud de riesgo	Acciones para las recomendaciones emitidas
No tolerables (tipo A)	Rojo	$77 \leq MR \leq 144$	Deberán atenderse implementando acciones temporales y permanentes
Riesgos indeseables (tipo B)	Naranja	$48 \leq MR \leq 76$	Deberán atenderse implementando acciones permanentes.
Riesgos aceptables (Tipo C)	Amarillo	$20 \leq MR \leq 47$	Se deberá realizar un análisis costo-beneficio para su atención ya que se consideran escenarios aceptables con controles
Riesgos tolerables (Tipo D)	Verde	$1 \leq MR \leq 19$	Se realizan a criterio del responsable de la instalación si serán consideradas como áreas de oportunidad o atendidas

Es importante tomar en cuenta la magnitud/severidad del riesgo, así como la frecuencia con la que ocurren estos eventos no deseados de acuerdo con el diagnóstico de las instalaciones e historial de accidentes; su clasificación está representada de la siguiente manera en el ARP (ver **Tabla 5**), cabe destacar que esta clasificación no cambia con respecto al centro de proceso (PEMEX, 2025).

*Tabla 5. Clasificación del riesgo en un centro de proceso costa afuera. Tomado de la Guía técnica de tecnología del proceso SASP (PEMEX, 2010)*

Clasificación	Categoría	Descripción de la frecuencia de ocurrencia
F6	Muy frecuente	Ocurre una o más veces en un año
F5	Frecuente	Ocurre una o más veces en un periodo mayor a 1 año y hasta 10 años
F4	Poco frecuente	Ocurre una o más veces en un periodo mayor a 1 año y hasta 5 años
F3	Raro	Ocurre una o más veces y hasta 10 años
F2	Muy raro	Puede ocurrir solamente una vez en la vida útil de la instalación
F1	Extremadamente raro	Es posible que ocurra, pero que a la fecha no existe ningún registro

Las categorías utilizadas como guía para evaluar la severidad de las consecuencias en el análisis de riesgo cualitativo o cuantitativo se muestran en la **Tabla 6**.

*Tabla 6. Categoría de la severidad de las consecuencias. Tomado de la Guía operativa para realizar análisis de riesgo de proceso (PEMEX, 2020)*

Categoría de consecuencia (impacto)	Daños al personal	Daños en la población	Impacto ambiental
6 (catastrófico)	Lesiones o daños físicos que pueden generar más de 10 fatalidades	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrame con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones mayores a 1 semana.

5 (Mayor)	Lesiones o daños físicos que puedan generar de 2 a 10 fatalidades	Lesiones o daños físicos que pueden generar de 6 a 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones de 1 día hasta 1 semana.
4 (Grave)	Lesiones o daños físicos con atención médica que puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad	Lesiones o daños físicos mayores que generan de 1 a 5 fatalidades. Eventos que requieren de hospitalización.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones en hasta 24 horas.
3 (Moderado)	Lesiones o daños físicos que requieren atención médica que pueda generar una incapacidad	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la Instalación y/o derecho de vía se requieren acciones de evacuación y existe la posibilidad de lesiones o daños físicos.	Se presentan fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora.
2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren primeros auxilios y/o atención médica	Ruidos, olores e impacto visual que se pueden detectar fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía con posibilidades de evacuación.	Fuga y/o derrames solamente perceptibles al interior de la instalación, el control es inmediato.
1 (Despreciable)	No se esperan lesiones o daños físicos	No se esperan impactos, lesiones o daños físicos.	No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arriba de los límites establecidos.

Los accidentes en una plataforma pueden originarse a partir de peligros inherentes a la instalación como el manejo de gas y aceite, el almacenamiento de sustancias peligrosas, entre otros. Para que ocurra un evento no deseado/accidente debe presentarse un evento inicial, el cual puede derivarse de un error humano, fallas en los equipos de procesos, desviaciones en los procesos operativos u otros factores que desencadenen eventos propagantes, tales como explosiones, fugas o emisiones de materiales peligrosos (PEMEX, 2025). A continuación, se presentan en la **Tabla 7** algunos ejemplos de accidentes en los últimos 5 años registrados en algunas de las instalaciones.

Tabla 7. Ejemplos de accidentes registrados en un centro de proceso costa afuera. Tomado de Análisis de riesgo del proceso de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2025)

Tipo	Descripción	Causa Probable
Fuga/derrame	Rotura de línea de 30" desfogue (fuera de operación) en el trípode intermedio al quemador elevado de la plataforma x.	Ruptura de línea de desfogue F/O
Fuga	2 poros en tubo de 2"	Fuga de gas en poro
Equipo	Sale de operación equipo de bombeo electrocentrífugo por sobrecorriente	Disparo de equipo
EE Disparo de equipo	Pérdida de energía eléctrica en plataforma	Falla suministro eléctrico
Fuga	Pérdida de contención en línea de 3 pg del sistema de diésel	Fuga de diésel

Estos eventos pueden generar consecuencias significativas para el personal, el ambiente, las instalaciones y, en algunos casos, para la población cercana. Por ello, para reducir el riesgo se implementan las capas de protección que incluyen controles de proceso, alarmas, sistemas instrumentados de seguridad, válvulas de alivio (PSV), válvulas de corte (SDV), barreras físicas y planes de respuesta a la emergencia. Estas capas actúan de manera independiente para prevenir, controlar o mitigar los eventos no deseables.

## 5.2 Mitigación y prevención de riesgos

En el centro de proceso costa afuera al igual que en todos los centros de proceso se debe realizar el análisis de riesgos; también se deben tener medidas para prevenir, controlar o mitigar los riesgos de proceso en las instalaciones. PEMEX tiene como esquema 8 capas de protección que tienen como objetivo controlar, prevenir o mitigar un riesgo para actuar en caso de que se diera alguno. Además, estas capas son tomadas en cuenta en la evaluación del escenario de riesgo, la cual ayuda a determinar si las medidas de protección con las que se cuenta en la instalación son las óptimas para controlar un evento no deseado, de igual forma se tiene la evaluación del riesgo residual ante un evento para actuar y/o aplicar medidas de protección adicionales.

Dicho esto, si continuamos con el ejemplo dado en el capítulo anterior "Análisis de árboles de eventos", la fuga en la tubería (evento iniciador) puede resultar en la detección de la fuga mediante instrumentación (ej. medidores de presión) o mediante la observación del personal operativo. Si esta fuga se detecta con tiempo, se reporta el evento y se realizan las acciones correctivas correspondientes. En caso de que la fuga no sea detectada a

tiempo, puede resultar en una pérdida de presión mayor y liberación del fluido de la tubería en el área de trabajo, lo que incrementa la probabilidad de un incendio o eventos no deseables.

Sin embargo, si la integridad de la tubería está comprometida y este evento escala hacia una ruptura de línea, podría generar posibles daños al personal y a las instalaciones. En este caso, actúan los sistemas de seguridad, donde entran las capas de protección, esto es, las válvulas de corte (SDV), las cuales interrumpen/cortan el flujo de fluidos en la tubería que actuará ante condiciones anómalas al proceso, además si se tiene un evento donde exista pérdida de contención de materia o energía donde exista la posibilidad de un incendio, entonces podrían actuar los sistemas físicos de seguridad como motobombas, bombas contra incendio, etcétera.

Por lo anterior, se destaca la importancia de las capas de protección en la evaluación de riesgos, tanto como medidas de prevención como de mitigación en las instalaciones, con énfasis en su aplicación en plataformas.

Para su análisis, las ocho capas de protección se clasifican en acciones de mitigación y acciones de prevención. Las capas de mitigación están diseñadas para minimizar las consecuencias en caso de un accidente, mientras que las capas de prevención actúan antes de que el evento ocurra, enfocándose en reducir la probabilidad de que el riesgo se materialice (PEMEX, 2021a; 2021b).

En este sentido, cada capa cumple una función específica orientada a prevenir, controlar y mitigar los riesgos, por lo que cada capa tiene un objetivo diferente para salvaguardar y proteger los procesos en las instalaciones y así evitar daños mayores principalmente para el personal. Las 8 capas se muestran en la **Figura 6** tomada de la presentación de capas de seguridad APKMZ del centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2025).

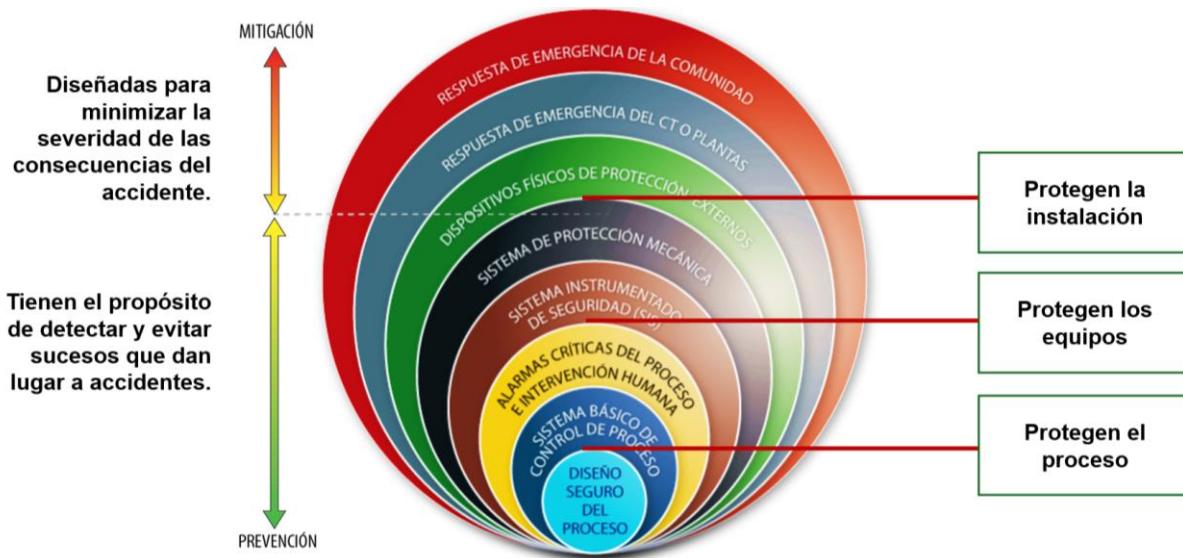


Figura 6. Capas de protección y mitigación. Tomado de Análisis de riesgo de la línea de aceite de una línea de aceite entre un centro de proceso costa afuera y una unidad flotante de producción (PEMEX, 2025)

A continuación, se hablará de las capas de protección en donde las primeras 5 capas son consideradas como acciones de prevención, mientras que las últimas 3 capas pertenecen a las acciones de mitigación (PEMEX, 2021)

1. **Diseño seguro del proceso:** En esta capa es importante el conocimiento y la documentación de toda tecnología de los procesos, ya que cada componente y diseño que está dentro del centro de proceso debe ser seguro y cumplir correctamente con su objetivo, es decir, realizar las actividades destinadas a su instalación con el fin de salvaguardar y resistir dichas actividades junto con el manejo de hidrocarburos. Por lo tanto, se deben establecer las especificaciones de los equipos, materiales y condiciones de operación seguras; además, se debe de considerar cada modificación que exista en la instalación para la eliminación de riesgo.

**Ejemplos representativos:**

- Clasificación de áreas eléctricas y sistema de tierra y aparta rayos.
- Diseño de equipos de proceso (recipientes, intercambiadores de calor, hornos, bombas, válvulas, tuberías, entre otros)
- Hojas de seguridad de sustancias/materiales y matriz de compatibilidad e interacción de materiales/sustancias.
-

- 2. Sistema básico de control de proceso:** Esta capa se opera de manera automática, está integrada por dispositivos de instrumentación y control, con la intención de vigilar y controlar las variables de operación, manteniendo los intervalos de operación seguros, de acuerdo con las condiciones de operación y diseño de cada componente. Dentro de estas variables de operación se encuentran: presión, temperatura, nivel, flujo, composición y velocidad de equipo dinámico.

***Ejemplos representativos:***

- SCD: Sistema de control distribuido
- SCADA: Sistema de supervisión, control y adquisición de datos
- Lazos de Control: presión, temperatura, nivel y flujo
- Instrumentación en campo: Indicadores de presión IP, IT, IL, entre otros

- 3. Alarmas críticas del proceso e intervención humana:** Si la operación no se encuentra dentro de los intervalos seguros de operación, entonces esta capa alerta a tiempo sobre las operaciones fuera de los parámetros normales de operación, para actuar y regresar a los parámetros normales de forma sistematizada o con intervención humana.

***Ejemplos representativos:***

- Alarmas críticas de equipos
- Alarma por alto/alto nivel
- Alarmas por alta/alta presión
- Alarmas por alta/alta temperatura
- Alarmas por bajo/alto flujo

- 4. Sistema Instrumentado de seguridad (SIS):** Ante desviaciones críticas u operaciones fuera del rango seguro del proceso, esta capa está diseñada para retornar las condiciones seguras del proceso respondiendo de forma automática y así evitando una situación de peligro.

Un ejemplo de esto es la activación automática de la válvula de corte (SDV), la cual se activa y cierra el flujo dentro de la tubería ante baja presión. Otros ejemplos representativos en esta capa son:

***Ejemplos representativos:***

- Interlocks
- Paro de Emergencia ESD (en lo cual se encuentran en la instalación las válvulas SDV en las líneas de entrada y salida)

- Sistemas de detección gas y fuego, paro de emergencia en los equipos de bombeo y compresión.

**5. Sistema de protección mecánica:** Esta capa, al igual que la anterior, su función es actuar ante desviaciones críticas u operaciones fuera del rango seguro del proceso para asegurar los equipos y retomar el proceso a las condiciones normales. Un ejemplo son las válvulas de alivio y seguridad (PSV), que al existir presiones fuera de las condiciones normales de operación, la válvula de alivio libera la presión y la retorna al sistema o algún acumulador, mientras que la válvula de seguridad libera la sobre presión afuera del sistema, liberándola a la atmósfera. Otros ejemplos representativos en esta capa son:

- Válvulas de Presión-Vacío (VPV)
- Discos de ruptura (DR)
- Quemadores para el manejo seguro de hidrocarburos

**6. Dispositivos físicos de protección externos:** Considerada dentro de las acciones de mitigación ante un accidente, esta capa tiene como objetivo contener la materia o energía liberada ante la pérdida de contención en la instalación.

***Ejemplos representativos:***

- Muros Explosión y/o CI
- Protección Ignífuga
- Diques de contención
- Sistemas de Drenaje (Pluvial, Aceitoso y Químico)
- Arrestaflamas
- Sistemas de Desfogue

**7. Respuesta de emergencia del centro de trabajo o plantas:** Esta capa está diseñada para disminuir la severidad de las consecuencias después de la pérdida de contención o materia, es decir, disminuye las afectaciones en personas, instalaciones y medio ambiente.

***Ejemplos representativos:***

- Motobombas y Red CI, Hidrantes, Aspersores, Unidades CI.
- Sistemas de detección gas y fuego, alarmas audibles y visibles
- Brigada de Rescate, P.A. y C.I.
- Plan de Emergencia Interno

**8. Respuesta de emergencia de la comunidad:** Esta capa busca disminuir la severidad de las consecuencias del accidente y las afectaciones hacia las personas, medio ambiente y propiedades actuando después de la pérdida de contención de materia o energía.

**Ejemplos representativos:**

- Procedimientos de Escenarios de Afectación Externa con Evaluación, Rescate y Escape
- GRAME (CRAE)
- Plan de Ayuda Mutua
- Plan de Protección Civil
- Sistema de Comando de Incidentes

A continuación, en la **Figura 7** se presenta el semáforo de las capas de seguridad, el cual actúa como una herramienta para el control y monitoreo del estado de los sistemas en cada nivel de protección y mitigación en el Centro de Proceso.

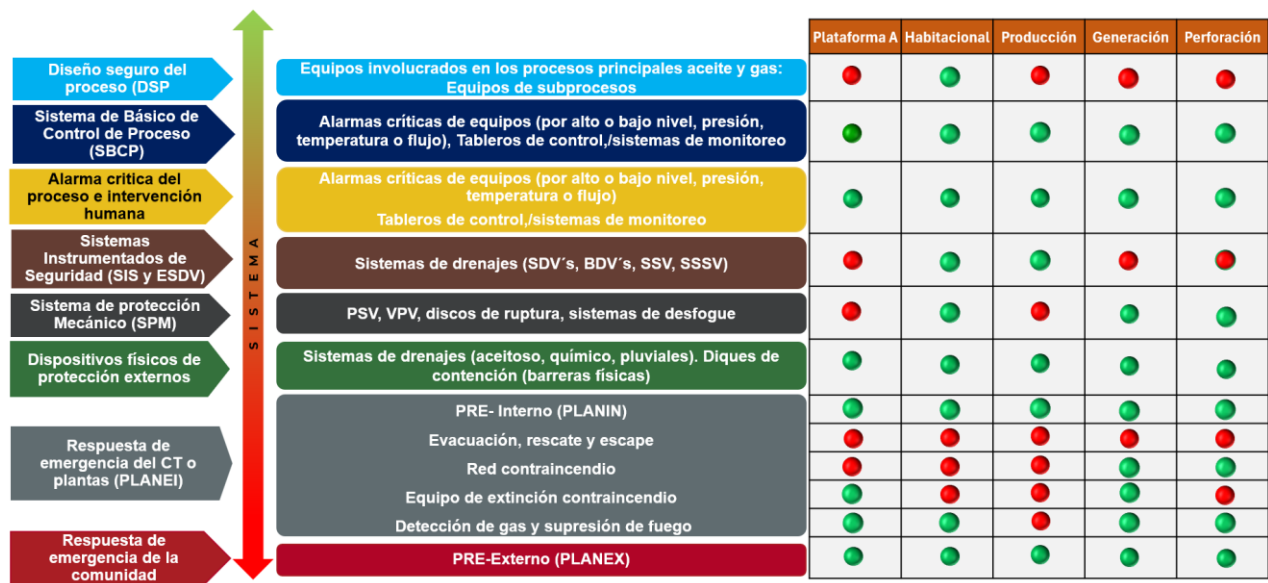


Figura 7. Capas de protección y mitigación, ejemplo. Tomado de Petróleos Mexicanos (PEMEX, 2010)

# Capítulo 6: Resultados de análisis de riesgos de proceso

## 6.1 Metodología HazOp y *What if?*

Como parte del estudio del análisis de riesgo del centro de proceso costa afuera, el grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos seleccionó nodos para la aplicación de las metodologías HazOp y “What if” como parte del análisis cualitativo de riesgo, identificación de peligros y evaluación de riesgos. A continuación, se muestran algunos ejemplos de estos nodos en la **Tabla 8** y **Tabla 9**, respectivamente.

*Tabla 8. Listado de nodos HazOp. Tomado de Análisis de riesgo de proceso de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2025)*

No. Nodo	Descripción	Intención de diseño	Condiciones esperadas de operación (CEO) y límites seguros de operación (LSO)	Fronteras del nodo
1	Llegada a plataforma de perforación Costa Afuera	Oleoducto de 24" el cual atraviesa por el puente entre las plataformas de perforación Costa Afuera y Zp-B	Pop=3-3.5 kg/cm <sup>2</sup> Qop= 60 MBD Top= 50 °C LSO (min)= 1.5 kg/cm <sup>2</sup> LSO (max)= 8 kg/cm <sup>2</sup> CEO (min)= 2.2 kg/cm <sup>2</sup> CEO (max)= 3.5 kg/cm <sup>2</sup>	Desde: SDV-1653 Producción de crudo de la plataforma de perforación Costa Afuera.  Hasta: Válvula de 24" 24"-P-BBE-03
2	Separador de segunda etapa FA-1200	El crudo procedente de las plataformas fluye a un cabezal de 36" y alimenta al separador de producción de 2a etapa FA-1200.	Pop=2-3 kg/ cm <sup>2</sup> Pop (separador)=1.25-1.4 kg/cm <sup>2</sup>  Qop= 195-205 MBD Top= 60 °C LSO (min)= 1.6 kg/cm <sup>2</sup> LSO (máx)= 3.5 kg/cm <sup>2</sup> CEO (min)= 2 kg/cm <sup>2</sup> CEO (máx.)= 3 kg/cm <sup>2</sup>	Desde: - Válvula de 24"-300# en la línea 24"-P-BBE-03 - Válvula de 24"-300# en la línea 24"-P-BBE-02. Incluye: - SDV-1207. - LV-1200/A. - Separador de producción 2da etapa FA-1200 Hasta: - PSV-1204A/B. - BDV-1214. - PV-4220AP. - PV-1247. - Válvula de 12" Ø en 12"-P-ABE-01.

				- SDV-1205. -UV-60703/60704/60705/ 60706.
3	Salida hacia una unidad flotante de producción Línea de transporte de crudo	Se tiene la flexibilidad de fluir hacia una unidad flotante de producción por el oleoducto de 24" (clave Línea de transporte de crudo)	Pdes= 44 - 53 kg/cm <sup>2</sup> Qop= 0 - 250 MBD Top= 77 °C LSO (MIN): 38 kg/cm <sup>2</sup> LSO (MAX): 63 kg/cm <sup>2</sup> CEO (MIN): 44 kg/cm <sup>2</sup> CEO (MAX): 53 kg/cm <sup>2</sup>	Desde: - FV-2402. Hasta: - SDV-1675 en salida del PLEM.

Tabla 9. Lista de nodos What if? Tomado de Análisis de riesgo de proceso de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2025)

No. Nodo	Descripción	Intensión de diseño
1	Aspectos de seguridad	Brindar servicio de hospedaje y alimentación a trabajadores de mantenimiento de instalaciones marinas

Las metodologías explicadas anteriormente se aplicaron en el centro de proceso costa afuera, considerando los riesgos inherentes, operativos y residuales. Se entiende por riesgo inherente aquel que corresponde a escenarios en los que no se consideran las salvaguardas y/o barreras en la instalación. Por otro lado, el riesgo operativo si considera dichas medidas de protección, lo que reduce la magnitud del riesgo al evaluar la efectividad de las salvaguardas existentes.

Dado lo anterior, como resultado, en la plataforma de producción del centro de proceso costa afuera se obtuvo un total de 121 escenarios, los cuales se jerarquizaron e identificaron de la siguiente manera (ver **Tabla 10**):

Tabla 10. Escenarios de riesgo. Tomado de Análisis de riesgo de proceso de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2025)

Receptores	Riesgo inherente			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Personal	0	41	29	51
Población	0	0	70	51

Ambiente	0	2	73	46
Instalación	0	5	84	32
<b>Receptores</b>	<b>Riesgo operativo</b>			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Personal	0	0	41	80
Población	0	0	5	116
Ambiente	0	0	9	112
Instalación	0	3	7	111
<b>Receptores</b>	<b>Riesgo residual</b>			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Personal	0	0	41	80
Población	0	0	5	116
Ambiente	0	0	9	112
Instalación	0	3	7	111

A continuación, se muestra un ejemplo de la jerarquización de estos riesgos de acuerdo con el riesgo operativo siendo como receptor la instalación, en donde se determina con la frecuencia y las consecuencias del evento (ver **Figura 8**)

		Consecuencias					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia / año	6	2	0	0	0	0	0
	5	9	0	0	0	0	0
	4	37	21	0	0	0	0
	3	9	20	0	0	0	0
	2	2	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0	0

**Matriz de jerarquización de riesgo para el personal**

Figura 8. Jerarquización de riesgos. Tomado de Análisis de riesgo de proceso de un centro de proceso costa afuera (PEMEX, 2025)

## 6.2 Recomendaciones

De acuerdo con los escenarios identificados, el grupo multidisciplinario emitirá las recomendaciones necesarias para prevenir, reducir o mitigar las consecuencias de las desviaciones con base en los requerimientos de operación y áreas de interés que son necesarias para una operación segura y confiable.

A continuación, se muestran algunos ejemplos de recomendaciones emitidas en el ARP del centro de proceso costa afuera en 2025 para administrar los riesgos. En la **Tabla 9** se aprecian los escenarios con mayor riesgo, su magnitud de riesgo y la recomendación emitida. Estas recomendaciones deben atenderse con orden de importancia de acuerdo con su magnitud de riesgo para los tipos de riesgos. Por lo tanto, una vez emitida la recomendación, se debe realizar un programa de acciones correctivas y preventivas para determinar las áreas responsables, la acción correctiva o preventiva (fechas de entrega de avances) y los avances (programados y reales) para el seguimiento de su cumplimiento.

Sin embargo, para los escenarios con una magnitud de riesgo entre 20 y 47, así como aquellos clasificados en el rango “Aceptable con controles”, se deberá realizar un análisis costo-beneficio que permita determinar la viabilidad de implementar o no las acciones recomendadas. Dicho análisis deberá considerar: la magnitud de riesgo, frecuencia,

costos que se tendrían en caso de atender la recomendación, reducción del riesgo que se tendría, consecuencia mayor en caso de no atenderla.

En cuanto a los escenarios de mayor riesgo, estos sirven de insumo para elaborar el plan de respuesta de emergencia (PRE) así como los simulacros de emergencia de la plataforma. Un ejemplo de la causa-consecuencia de los escenarios de riesgos identificados de algunos nodos, se muestra en la **Tabla 11**, de acuerdo con la metodología HazOP, se debe aclarar que no en todos los escenarios de riesgo se realizó una recomendación debido a que hay causas externas a las que no se podría realizar una recomendación.

*Tabla 11. Ejemplos causa-consecuencia. Tomado de Análisis de riesgo de proceso una línea de aceite entre un centro de proceso costa afuera y una unidad flotante de producción (PEMEX, 2025)*

<b>Descripción</b>	<b>Causa</b>	<b>Consecuencia</b>	<b>Recomendación</b>
Se tiene la flexibilidad de fluir hacia una unidad flotante de producción por el oleoducto de 24" (Línea de transporte de crudo)	Rechazo de aceite de la unidad flotante de producción. Línea de transporte de crudo por movimientos operativos o distribución de cargas por condiciones climatológicas adversas, siendo ésta una causa externa	Fuga en bridas, soldaduras o incluso en puntos débiles provocando el derrame de hidrocarburos y posible formación de nube de gas inflamable y tóxica, teniendo como consecuencia un posible incendio o explosión en caso de encontrar un punto de ignición	Sin recomendación
El gas residual se recibe del gasoducto L-98 de bombeo neumático	Falla de integridad mecánica por corrosión o erosión	Fuga en bridas, soldaduras o puntos débiles con posible formación de nube de gas inflamable, teniendo como consecuencia un posible incendio o explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Calibrar el disparo por baja presión de la SDV-4800 al valor promedio del rango de presión de llegada (debajo de la ventana operativa).

## Capítulo 7: Caso práctico

### 7.1 Aplicación del análisis de riesgo de proceso a tubería de producción

Como caso práctico, se abordará la evaluación de riesgos de la administración del cambio de la interconexión entre una unidad flotante de producción y centro de proceso costa afuera mediante la línea X-2-7-6 de producción de crudo. Actualmente, de acuerdo con el análisis de riesgo de proceso (ARP) y al contexto operacional de la unidad flotante de producción (PEMEX, 2024), se cuenta con la flexibilidad de recibir crudo de 13 °API y crudo de 27°API proveniente del centro de proceso Al-J, a través de la línea de transporte X-2-7-6, la cual conecta con el centro de proceso costa afuera con la unidad flotante de producción.

Por otro lado, la unidad flotante de producción recibe crudo de 13 °API proveniente de las plataformas Mb-B, Mb-D y Zp-D que después de ser procesado se envían hacia los tanques centrales 1C, 3C, 5C y 6C. Sin embargo, la viabilidad que se busca es enviar el crudo recibido de estas 3 plataformas hacia la segunda etapa de separación del centro de proceso costa afuera.

La importancia de esta viabilidad surge a partir de la calidad fuera de especificación de la mezcla de exportación, en donde por contrato se debe de cumplir que el límite máximo de sal es 50 lb por cada 1000 bl con un volumen no mayor al 0.5% de agua, por lo tanto, el crudo deberá de pasar por proceso de deshidratación. Debido a que actualmente se recibe en el crudo un porcentaje aproximado del 6.53% de agua con una salinidad de 1,285 lb/Mb en el FPSO, para finalmente tener un aproximado de 2.2% de agua en la mezcla de exportación y una salinidad de 566 lb/Mb con una densidad de 21.2 °API.

Por lo anterior y por cuestiones operativas, la mejor alternativa es el direccionamiento del crudo hacia el separador de segunda etapa del centro de proceso costa afuera, para después conducirlo hacia la plataforma K-A, llegando a la planta de deshidratación y desalado de la plataforma Al-J1, para finalmente retornar a la unidad flotante de producción.

## 7.2 Unidad flotante de producción y su descripción actual

La unidad flotante de producción, de acuerdo al contexto operacional (PEMEX, 2024), se encuentra en aguas someras al tener un tirante de agua aproximado a 100 metros teniendo la capacidad de producir almacenar y descargar hidrocarburos, conformado por los siguientes módulos: Distribución eléctrica, generación eléctrica, sistemas de calentamiento, separación de aceite y gas, compresión de gas, gas combustible, sistema de mezclado de crudo, bombeo de alta presión y sistema de exportación de crudo. Además de contar con 18 tanques para almacenamiento de crudo, un módulo habitacional, un helipuerto, entre otras áreas. Esta unidad flotante tiene una batería de separación con capacidad de 200 Mbd de crudo y 122 Mmpcd de gas amargo, además, cuenta con la capacidad operativa de mezclado de 600 mil barriles de crudo pesado y realizar descargas de 1.2 Mbd de crudo mezclado.

Su principal objetivo es proporcionar instalaciones adicionales para el almacenamiento, procesamiento y descarga de hidrocarburos, complementando las ya existentes en el activo de extracción Ku-Maloob-Zaap y fungiendo como sistema de separación y almacenamiento para las plataformas satélite Zp-D, Zp-A, Zp-C, Mb-B, Mb-A y Mb-D.

Esta unidad flotante recibe gas residual de las plataformas satélite Mb-A, Mb-B y Mb-D, mientras que el gas amargo y el aceite de las plataformas Mb-B y Mb-D. En cuanto al almacenamiento de crudo, se procesan alrededor de 91 MBD de crudo pesado, los cuales son enviados a los tanques de almacenamiento. Posteriormente, este crudo se mezcla con crudo ligero para la obtención de la mezcla de exportación. Así mismo, se recibe crudo pesado estabilizado del centro de proceso costa afuera, así como crudo ligero proveniente del centro de proceso Al-J, los cuales también son almacenados en los tanques centrales.

En los 18 tanques de almacenamiento del crudo son: 6 tanques centrales para almacenar 1,000,000 barriles de crudo pesado de 13 °API y crudo ligero de 21°API, 12 tanques laterales para almacenar 1,200,00 barriles en donde 6 tanques están de lado estribor y 6 lado babor para almacenamiento la mezcla de aceite de exportación de 21 °API. Se distribuye aceite pesado pre-estabilizado en los tanques centrales 1C, 3C, 5C y 6C procedentes del centro de proceso costa afuera, el crudo pesado de las plataformas satélites Mb-B, Mb-D y Zp-D se envía a la planta de proceso para después enviarlos a los tanques centrales 1C, 3C, 5C y 6C, el crudo ligero, procedente de la plataforma Al-J, se envía a los tanques 2C y 4C. Finalmente, el crudo pesado de los tanques centrales 1C, 3C, 5C y 6C y el crudo ligero de los tanques 2C y 4C se mezclan enviándolo a los tanques laterales de la unidad flotante, la característica de la mezcla del crudo resulta en ser del tipo Maya con una densidad de 20.5° a 21° API o del tipo Talam con densidad de 16.5° API.

La plataforma de perforación Mb-D se instaló en 2015, es un octópodo que cuenta con alrededor de 15 pozos con una producción aproximada de 57 mbd, mientras que Mb-B tiene un total de 20 pozos y es una plataforma tipo octópodo instalada en 2005. Por último, la plataforma satélite de perforación Zp-D también es un octópodo y fue instalada en 2006, contando con un total de 17 pozos teniendo una producción aproximada de 75 mbd (PEMEX, 2024).

### **7.3 Descripción de la administración del cambio**

De acuerdo con el análisis de riesgo de proceso del estudio realizado (PEMEX, 2025), se tiene una producción actual de 94 Mbd de aceite crudo pesado con una densidad de 13 °API, 120 MMpcd de gas amargo y 2.5 MMpcd de gas. El crudo no estabilizado de las plataformas de perforación Mb-B, Mb-D y Zp-D se direcciona a la planta de proceso para finalmente almacenarlo en los tanques centrales.

Con la flexibilidad se busca que, en lugar de mandar el crudo pesado estabilizado a los tanques centrales, este aceite sea bombeado por un sistema de 3 bombas booster impulsadas por un motor eléctrico con una succión promedio de 2.4 kg/cm<sup>2</sup> a una presión de descarga de 8 a 10 kg/cm<sup>2</sup> a través de la línea de transporte de crudo X-2-7-6, permitiendo la llegada del crudo estabilizado al separador de segunda etapa de la instalación de producción del centro de proceso costa afuera en donde también se recibirá la producción de Mb-A, para continuar el proceso del crudo pesado (PEMEX, 2025).

Una vez que el crudo este en el centro de proceso costa afuera, se dirigirá hacia la plataforma K-A para ser bombeada a la plataforma Al-J1 para su proceso en la planta deshidratadora (en este punto también entra crudo ligero de 37 °API de la Región Marina Sur Oeste), y finalmente se realiza el retorno del crudo hacia los tanques de la unidad flotante de producción para su exportación con una densidad de 21.2 °API.

Esta línea tiene un diámetro de 24" contando con una longitud de alrededor 7,796 metros para el envío de hidrocarburos, mediante un modelo de simulación se obtuvo que se tendrá un gasto aproximado de 89 Mbpd de aceite, 4.9 Mbpd de agua, así como una temperatura de salida de 70 °C, contando una presión de salida (desde la unidad flotante de producción) de 7.4 kg/cm<sup>2</sup> y llegando al separador de segunda etapa en el centro de proceso costa afuera con una presión de 3.5 kg/cm<sup>2</sup>, se tendrá una diferencial de presión de 4.9 kg/cm<sup>2</sup> (PEMEX, 2025).

Algunos de los requerimientos operativos de la vialidad constarán de lo siguiente:

- Se realizará el cambio de flujo de la línea, actualmente esta línea en ocasiones tiene un flujo del centro de proceso costa a fuera hacia la unidad flotante de producción, siendo el crudo proveniente de Al-J que pasa por K-A.
- Se debe de incrementar la eficiencia de bombeo en la plataforma de producción que recibe el crudo pesado.
- El restablecimiento de la operación del sistema de desalado de crudo.
- Se incluye la interconexión de la línea X-2-7-6 con la línea X-3-0-1 en la instalación de producción del centro de proceso costa afuera.

## 7.4 Aplicación del análisis de riesgo del proceso y sus resultados

La metodología aplicada para el análisis de riesgo de proceso (ARP) de la administración del cambio de la interconexión entre la unidad flotante de producción y el centro de proceso costa afuera mediante la línea de transporte de crudo pesado, se desarrolló mediante la metodología HazOp de acuerdo con los siguientes nodos de la **Tabla 12**:

*Tabla 12. Nodos utilizados. Tomado de Análisis de riesgo de proceso de una línea de aceite entre un centro de proceso costa afuera y una unidad flotante de producción (PEMEX, 2025)*

No.	Descripción	Condiciones de operación	Condiciones esperadas de operación (CEO) y límites seguros de operación (LSO)
1	Línea de 12"Ø de descarga de bombas Booster con envío de crudo a Centro de Proceso hasta interconexión con el cabezal de alimentación al separador de segunda etapa por la línea de transporte de crudo.	Bombas Booster A/B/C Presión de Descarga: 8 - 10 kg/cm <sup>2</sup> Temperatura: 100°C	LSO (MIN): 2 kg/cm <sup>2</sup> CEO (MIN): 6 kg/cm <sup>2</sup> CEO (MAX): 13 kg/cm <sup>2</sup> LSO (MAX): 14.5 kg/cm <sup>2</sup>
2	Llegada de la unidad flotante de producción y la línea de transporte de crudo.	Presión de Operación: 3.5 kg/cm <sup>2</sup> Flujo de Operación: 100 - 150 MBD de aceite Temperatura de Operación: 69 °C	LSO (MIN): 1.5 kg/cm <sup>2</sup> CEO (MIN): 2 kg/cm <sup>2</sup> CEO (MAX): 4 kg/cm <sup>2</sup> LSO (MAX): 7 kg/cm <sup>2</sup>
3	Separador de segunda etapa	Presión de Llegada: 2 - 3 kg/cm <sup>2</sup> Presión de Separación: 1.25 - 1.4 kg/cm <sup>2</sup> Flujo de Operación: 200 - 300 MBD de aceite Temperatura de Operación: 70°C	LSO (MIN): 1.16 kg/cm <sup>2</sup> CEO (MIN): 1.19 kg/cm <sup>2</sup> CEO (MAX): 1.22 kg/cm <sup>2</sup> LSO (MAX): 1.23 kg/cm <sup>2</sup>

4	Llegada PP Centro de Proceso Costa Afuera	Presión de Operación: 3 - 3.5 kg/cm <sup>2</sup> Flujo de Operación: 55 MBD de aceite Temperatura de Operación: 56 - 58°C	LSO (MIN): 2.2 kg/cm <sup>2</sup> CEO (MIN): 2.5 kg/cm <sup>2</sup> CEO (MAX): 3 kg/cm <sup>2</sup> LSO (MAX): 4 kg/cm <sup>2</sup>
5	Llegada PP Mb-A	Presión de Operación: 3.9 kg/cm <sup>2</sup> Flujo de Operación: 63 MBD de aceite Temperatura de Operación: 56 - 58°C	LSO (MIN): 2.2 kg/cm <sup>2</sup> CEO (MIN): 2.5 kg/cm <sup>2</sup> CEO (MAX): 3 kg/cm <sup>2</sup> LSO (MAX): 4 kg/cm <sup>2</sup>
6	Llegada de PP-Zp-A.	Presión de Operación: 3 - 3.5 kg/cm <sup>2</sup> Flujo de Operación: 40 MBD de aceite Temperatura de Operación: 56 - 58°C	LSO (MIN): 2.2 kg/cm <sup>2</sup> CEO (MIN): 2.5 kg/cm <sup>2</sup> CEO (MAX): 3 kg/cm <sup>2</sup> LSO (MAX): 4 kg/cm <sup>2</sup>

De acuerdo con los nodos anteriores y con la identificación de escenarios del grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos, de este análisis de riesgo cualitativo se obtuvieron los siguientes resultados (PEMEX, 2025):

**Etapa 1:** En donde se identifica el riesgo “inherente”, es decir, donde no se consideran salvaguardas, barreras y/o controles:

Se obtuvo un total de 36 escenarios identificados en donde: 02 escenarios son riesgos tipo B, 12 escenarios son riesgos C, 22 escenarios son riesgos tipo D.

**Etapa 2:** Se identifica el riesgo “operativo”, es decir, donde se consideran salvaguardas, barreras y/o controles establecidos en el diseño en base a su disponibilidad.

Se obtuvo un total de 36 escenarios identificados en donde: 8 escenarios son riesgos C, 26 escenarios son riesgos tipo D.

**Etapa 3:** Se identifica el riesgo “residual”, es decir, es el riesgo remanente después de haber implementado controles y medidas para reducir el riesgo; éste se obtiene después de que el grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos haya emitido las recomendaciones que previenen, reducen o mitigan los riesgos.

De acuerdo con los escenarios de riesgo y el desarrollo de este análisis cualitativo, el grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos, en este caso, no realizó recomendaciones para prevenir, reducir o mitigar las consecuencias, por lo tanto, tampoco se realiza un análisis costo-beneficio. En la **Tabla 13**, se muestran algunos escenarios que

podrían ocurrir, involucrando la pérdida de contención de sustancias peligrosas, mostrando los casos más probables, peores casos y casos alternos.

Tabla 13. Descripción de posibles escenarios. Tomado de Análisis de riesgo de proceso de una línea de aceite entre un centro de proceso costa afuera y una unidad flotante de producción (PEMEX, 2025)

Núm. de escenario	Descripción Escenario	Diámetro de fuga (in)	Pop* (bar)	Top* (°C)	Flujo* kg/s	Inventario kg**	Tasa de Descarga (kg/s)**	Tiempo de fuga (s)**	Nombre de la mezcla
1	Fuga de Crudo por fisura de 0.75" correspondiente al Diámetro Equivalente de Fuga (DEF) de la Línea de 12"Ø de descarga de bombas Booster 21-PA-001 A/B/C, debido a pérdida de contención por corrosión y/o erosión con formación de nube inflamable con incendio y/o explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	0.75	10	100	136.74	43,154.31	7.52347	300	Crudo
2	Fuga de Crudo por fisura de 4.8" correspondiente al 20% del diámetro de la línea de 24" Ø en la Llegada PP de la plataforma Costa Afuera debido a pérdida de contención por falla de integridad mecánica por corrosión o erosión con formación de nube de gas inflamable y tóxica con posible punto de incendio o explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	4.8	3.5	58	84.50	31,443.25	183.288	300	Crudo
3	Fuga de Crudo por fisura de 4.8" correspondiente al 20% del diámetro de la línea de 24" Ø. Debido a pérdida de contención por falla de integridad mecánica por corrosión o erosión con formación de nube de gas inflamable y tóxica con posible punto de incendio o explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	4.8	3.5	69	153.64	54,621.71	186.074	300	Crudo

Con base en lo anterior, se describieron en las **Tablas 14, 15 y 16** los posibles receptores de riesgo, así como las salvaguardas existentes (empleando las capas de protección y mitigación).

Tabla 14. Receptores de riesgos, parte 1. Tomado de Análisis de riesgo de proceso de una línea de aceite entre un centro de proceso costa afuera y una unidad flotante de producción (PEMEX, 2025)

Receptores de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de salvaguardas existentes
Seguridad/ salud:	Radiación	Alto riesgo	La distancia hasta el nivel de intensidad de radiación de 5 kW/m <sup>2</sup> a favor del viento desde el punto de fuga se alcanza a los 34.2968 m, el personal que se encuentre dentro de esta zona, el umbral de dolor se alcanza después de 20 segundos de exposición. Asimismo, después de 40 segundos de exposición, son probables las quemaduras de segundo grado.	Plan de respuesta de emergencias  Sistema de gas y fuego.  Red de contraincendios.  Mantenimiento preventivo
		Amortiguamiento	La distancia hasta el nivel de intensidad de radiación de 1.4 kW/m <sup>2</sup> a favor del viento desde el punto de fuga se alcanza hasta los 71.8662 m, no se presentan molestias, para el personal expuesto aún durante largos períodos de exposición.	
	Sobrepresión	Alto riesgo	Las zonas de afectación por sobrepresión tardía se encuentran a una distancia a favor del viento de 39.7892 m hasta alcanzar la sobrepresión de 1 psi, el personal que se encuentre expuesto puede provocarle el 1% de ruptura de tímpanos y el 1% de heridas serias por proyectiles.	
		Amortiguamiento	La distancia para una sobrepresión de 0.5 psi que corresponde a la zona de seguridad se encuentra a 65.1172 m.	
Comunidad:	Radiación	Alto riesgo	Sin afectaciones a la comunidad	
		Amortiguamiento		
	Sobrepresión	Alto riesgo		
		Amortiguamiento		

Tabla 15. Receptores de riesgos, parte 2. Tomado de Análisis de riesgo de proceso de una línea de aceite entre un centro de proceso costa afuera y una unidad flotante de producción (PEMEX,2025)

Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Salvaguardas existentes
Seguridad/ salud:	Radiación	Alto riesgo	La distancia hasta el nivel de intensidad de radiación de 5 kW/m <sup>2</sup> a favor del viento desde el punto de fuga se alcanza a los 98.7901 m, el personal que se encuentre dentro de esta zona el umbral de dolor se alcanza después de 20 segundos de exposición. Asimismo, después de 40 segundos de exposición, son probables las quemaduras de segundo grado.	Disciplina operativa y Confiabilidad Operacional. Sistema de red contraincendio. Extintores.  Plan de respuesta de emergencia  Sistema de detección de gas y fuego en el cabezal de llegada
		Amortiguamiento	La distancia hasta el nivel de intensidad de radiación de 1.4 kW/m <sup>2</sup> a favor del viento desde el punto de fuga se alcanza hasta los 184.089 m, no se presentan molestias, para el personal expuesto aún durante largos períodos de exposición.	
	Sobrepresión	Alto riesgo	Las zonas de afectación por sobrepresión tardía se encuentran a una distancia a favor del viento de 37.51 m hasta alcanzar la sobrepresión de 1 psi, el personal que se encuentre expuesto puede provocarle el 1% de ruptura de tímpanos y el 1% de heridas serias por proyectiles.	
		Amortiguamiento	La distancia para una sobrepresión de 0.5 psi que corresponde a la zona de seguridad se encuentra a 60.9001 m.	
Comunidad:	Radiación	Alto riesgo	Sin afectaciones a la comunidad	
		Amortiguamiento		
	Sobrepresión	Alto riesgo		
		Amortiguamiento		

Tabla 16. Receptores de riesgos, parte 3. Tomado de Análisis de riesgo de proceso de una línea de aceite entre un centro de proceso costa afuera y una unidad flotante de producción (PEMEX,2025)

Receptores de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de salvaguardas existentes
Seguridad/salud:	Radiación	Alto riesgo	La distancia hasta el nivel de intensidad de radiación de 5 kW/m <sup>2</sup> a favor del viento desde el punto de fuga se alcanza a los 196.529 m, el personal que se encuentre dentro de esta zona el umbral de dolor se alcanza después de 20 segundos de exposición. Asimismo, después de 40 segundos de exposición, son probables las quemaduras de segundo grado.	<p>Sistema de detección de gas y fuego.</p> <p>Sistema contraincendio.</p> <p>Protecciones intrínsecas de equipo (detección y supresión de fuego del encabinado).</p> <p>Plan de Respuesta de Emergencia</p>
		Amortiguamiento	La distancia hasta el nivel de intensidad de radiación de 1.4 kW/m <sup>2</sup> a favor del viento desde el punto de fuga se alcanza hasta los 331.829 m, no se presentan molestias, para el personal expuesto aún durante largos períodos de exposición.	
	Sobrepresión	Alto riesgo	Las zonas de afectación por sobrepresión tardía se encuentran a una distancia a favor del viento de 63.8716 m hasta alcanzar la sobrepresión de 1 psi; el personal que se encuentre expuesto puede provocarle el 1% de ruptura de tímpanos y el 1% de heridas serias por proyectiles.	
		Amortiguamiento	La distancia para una sobrepresión de 0.5 psi que corresponde a la zona de seguridad se encuentra a 109.675 m.	
Comunidad:	Radiación	Alto riesgo	Sin afectaciones a la comunidad	
		Amortiguamiento		
	Sobrepresión	Alto riesgo		

En cuanto a los sistemas de seguridad, así como las medidas de prevención y mitigación del proyecto, se verificó la disponibilidad de los controles necesarios con el propósito de salvaguardar al personal, los equipos y las instalaciones, así como la reducción de la

probabilidad de ocurrencia de los riesgos identificados. Es decir, que cuenta con la integridad mecánica de los equipos, transmisores de presión, válvulas de control de nivel en el separador, alarmas por alta/baja presión, válvulas de corte (SDV), válvulas de alivio y seguridad (PSV), sistemas gas y fuego, Plan de Respuesta de Emergencia (PRE), entre otros sistemas de protecciones preventivas y de mitigación.

## Conclusiones

El proyecto cumplió con el procedimiento para la realización de análisis de riesgo, clave: GO-SS-TC-0002-2020 sobre la administración del cambio en la línea de transporte de crudo pesado que va de la unidad flotante de producción hacia el separador de segunda etapa del centro de proceso costa afuera, en donde se estudiaron 6 nodos y se obtuvieron 36 escenarios, aplicando las metodologías de análisis de riesgo HazOp y jerarquización de riesgo. Con base en lo anterior, se concluye que los sistemas cuentan con las condiciones de seguridad necesarias para su operación, manteniendo los niveles de riesgo para el personal, entorno, ambiente e instalaciones dentro de los criterios aceptables y tolerables, siempre y cuando las salvaguardas y protecciones de las instalaciones se encuentren funcionales.

El análisis de riesgo de proceso (ARP) es un estudio fundamental para la administración de los riesgos, así como la identificación de medidas que permitan evitar, prevenir o mitigar los riesgos asociados a los proyectos que se realicen, considerando que el ARP se desarrolla dependiendo del ciclo de vida y las etapas de un proyecto. Así mismo, es importante conocer a detalle todos los factores que intervienen en el proceso de las instalaciones o proyectos, como se observó durante el desarrollo del ARP de la plataforma costa afuera, así como el análisis de la línea de transporte de crudo pesado. Por ello, resulta indispensable que el grupo multidisciplinario esté conformado por personal de diferentes áreas que aporte de acuerdo con su conocimiento y experiencia dentro de la instalación, proyecto o industria.

De igual manera, es importante conocer las salvaguardas con las que se cuenta en una instalación, así como las capas de protección para prevenir o mitigar los riesgos, ya que no solamente se trata de contar con válvulas que interrumpen el flujo en una tubería, sino de todo el conjunto de medidas y sistemas de protección disponibles para prevenir y mitigar eventos no deseables. Sin embargo, estos aspectos en muchas ocasiones no son abordados con el enfoque necesario en la formación académica, a pesar de su relevancia

para mantener la seguridad de los procesos, así como la protección del personal, el medio ambiente y las instalaciones.

Por último, cabe mencionar que una vez concluido el ARP y realizando las recomendaciones correspondientes, estas se administran y se atienden de acuerdo con el programa de acciones correctivas y preventivas (PACP) para la atención de recomendaciones de análisis de riesgo de proceso, colocando la siguiente información:

- Recomendación del ARP
- Tipo de riesgo
- Código de la recomendación
- Acciones correctivas o preventivas
- Fecha de inicio y término de las acciones
- Responsable(s) de las acciones correctivas o preventivas

Además, se actualiza el plan de respuesta a emergencias (PRE), el cual se desarrolla con base en la “Guía Operativa para Elaborar Planes de Respuesta a Emergencia (PRE) y realizar simulacros en Pemex Exploración y Producción versión primera” clave: GO-SS-TC-0043-2020 para establecer mecanismos y procedimientos de acciones de respuesta ante eventos no deseados con el fin de proteger al personal, las instalaciones y el medio ambiente. Finalmente, se concluye que la adecuada implementación del ARP, junto con la gestión de recomendaciones mediante programas como el PACP y la actualización del plan de respuesta a emergencias (PRE), contribuye de manera integral a la seguridad de las operaciones, asegurando una respuesta efectiva ante posibles escenarios de riesgo.

# Propuestas de mejora continua

Los riesgos operativos asociados son principalmente por integridad mecánica dando como resultado posibles fugas, explosión, derrames, entre otros eventos no deseados.

Sin embargo, como propuesta a la mejora continua, considerando el mantenimiento que se debe realizar a un ducto (mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo) con inspecciones interiores y externas:

- Tener la infraestructura para las corridas de inspección
- Considerar y registrar las inspecciones del ducto
- Mantener el sistema de paro por emergencia en automático y con mantenimiento vigente, así como el cumplimiento a las pruebas de hermeticidad para las válvulas de paro de emergencia en operación
- Tener el programa de mantenimiento y pruebas de las válvulas de cierre
- Mantenimiento e inspecciones del ducto ascendente, así como realizar las pruebas no destructivas de la línea ascendente
- Inspecciones con el vehículo de operación remota (ROV por sus siglas en inglés) en la línea regular (línea submarina)
- Considerar en el sistema de protección catódica y ducto:
  - Se considera una vida útil de 20 años del recubrimiento
  - Cambio de los ánodos conectados al ducto
  - Flujo de corriente de 800-1100 mini voltios para la tubería expuesta debajo del agua y 900-1100 debajo del lecho marino
- Realizar la medición de testigos gravimétricos en la línea ascendente, de acuerdo con los resultados:
  - Si  $\leq 1$  milésima de pulgada por año, no se necesita inhibidor
  - Si  $\geq 1$  milésima de pulgada por año es candidato para inyectar inhibidor
  - Realizar la medición de la velocidad de corrosión (corrosión generalizada cada 2 meses, y corrosión por picaduras de 3 a 4 meses)
  - Considerar ISO 12944 para la protección de acero estructural
- Verificación de las ventanas operativas y los límites seguros de operación

Para los indicadores de gestión y estrategias para evaluar la eficiencia de los procesos operativos se deberá de verificar y dar seguimiento al resultado de la reducción del porcentaje de agua y sal en la mezcla de exportación. Por otro lado, se debe de gestionar

los indicadores de integridad mecánica para identificar y corregir las deficiencias de acuerdo con los lineamientos para el cálculo de indicadores del subsistema de administración de la seguridad de los procesos (PEMEX, 2015) siendo éstos:

### **1. Indicador de equipos de seguridad en falla (de resultados)**

Es el indicador de las deficiencias que contribuyen a posibles eventos graves o moderados, y se define como el porcentaje y la cantidad del total de equipos de seguridad que no funcionan correctamente, basándose en el contexto operacional, las especificaciones y la calibración de los equipos. Se calcula con la siguiente fórmula:

$$PESF = \frac{CESF}{TES} * 100$$

Donde:

PESF es el índice porcentual de equipos de seguridad que no funcionan de acuerdo a como se espera

CESF es el índice de cantidad de equipos de seguridad que no funcionan de acuerdo a como se espera

TES es el total de equipos y sistemas de seguridad que tiene el centro de trabajo

### **2. Índice de atención de riesgos críticos de integridad mecánica**

Es el porcentaje de los riesgos críticos que han sido atendidos respecto el total de riesgos críticos. Con ello, se toman las acciones necesarias para atender los riesgos críticos que afectan la integridad de los equipos e instalaciones.

Se calcula a partir de:

$$RCIM = \frac{RCA}{TCR} * 100$$

Donde:

RCIM es el índice de atención de riesgos críticos de integridad mecánica

RCA son los riesgos críticos atendidos

TRC es el total de riesgos críticos

### **3. Índice de cumplimiento de inspección y pruebas programadas a los sistemas y equipos de seguridad**

Es el porcentaje de las inspecciones y pruebas realizadas a los equipos, sistemas instrumentados y no instrumentados de seguridad, respecto a las inspecciones y pruebas programadas, midiendo el nivel de cumplimiento de las actividades realizadas en tiempo para asegurar el correcto funcionamiento de los sistemas y equipos de seguridad. Considerando el paquete de los siguientes equipos y sistemas:

- ✓ Equipos o sistemas no instrumentados de seguridad

- ✓ Sistemas instrumentados de seguridad
- ✓ Equipos que soportan a los sistemas instrumentados de control y de seguridad
- ✓ Equipos o sistemas básicos de control de proceso

Se calcula con la siguiente fórmula:

$$CIPP = \frac{IPR}{IPP} * 100$$

Donde:

CIPP es el índice de cumplimiento de inspecciones y pruebas realizadas a los equipos y sistemas de seguridad

IPR son las inspecciones y pruebas realizadas

IPP son las inspecciones y pruebas programadas

#### **4. Índice del desempeño global del cumplimiento a recomendaciones del subsistema de administración de la seguridad de los procesos**

Este indicador mide el desempeño de todos los elementos del SASP mediante la atención oportuna de las recomendaciones realizadas en este subsistema, los cuales afectan la seguridad en los procesos, instalaciones y personal.

Se calcula mediante:

$$DGASP = \frac{RASPA}{TRASPA} * 100$$

Donde:

DGASP es el índice del desempeño global de ASP

HASPA son las recomendaciones de ASP atendidas

THASP son el total de hallazgos.

## Referencias

1. *Plataforma Nacional de Energía, Ambiente y Sociedad. (s. f.). Producción de crudo nacional. Recuperado el 27 de noviembre de 2025, de <https://energia.conacyt.mx/planeas/hidrocarburos/produccion-crudo>*
2. *Petróleos Mexicanos. (s. f.). Acerca de la Región Marina Noreste. Recuperado el 06 de abril de 2026, de <https://pemex.com>*
3. *Petróleos Mexicanos. (2023). Prontuario SPRMNE Cifras Rápidas.*
4. *Petróleos Mexicanos. (2024). Contexto Operacional Centro de Proceso Zaap C.*
5. *Petróleos Mexicanos. (2024). Contexto Operacional Centro Operativo FPSO.*
6. *Petróleos Mexicanos. (2025). Informe del Análisis de Riesgos de Procesos al CP Zaap-C y sus plataformas satélites del Activo de Producción Ku Maloob Zaap, de la Subdirección de Producción Región Marina Noreste de PEMEX Exploración y Producción.*
7. *Petróleos Mexicanos. (2025). Informe del Análisis de Riesgos de Procesos del FPSO YÚUM K'AK NÁAB, del Activo de Producción Ku Maloob Zaap, de la Subdirección de Producción Región Marina Noreste de PEMEX Exploración y Producción.*
8. *Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. (2020). Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los sistemas de administración de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente aplicables a las actividades del sector hidrocarburos que se indican. Diario Oficial de la Federación.*
9. *Petróleos Mexicanos. (2020). Guía Operativa para realizar Análisis de Riesgos de Procesos en los Proyectos e Instalaciones de PEMEX Exploración y Producción.*
10. *Fernández I., Camacho A., Gasco C.J., Macías A., Martín M., Reyes G. & Rivas J. (2020). Seguridad Funcional en Instalaciones de Proceso: Sistemas Instrumentados de Seguridad y Análisis SIL. Editorial Díaz de Santos S.A.*
11. *Petróleos Mexicanos. (2025). Rendición de cuentas desempeño y mejora continua.*
12. *Petróleos Mexicanos. (2010). Manual del Sistema PEMEX-SSPA, Primera Revisión.*
13. *Petróleos Mexicanos. (s. f.). Taller de Capas de Protección, “Descripción de las 8 Capas de Protección”.*
14. *Petróleos Mexicanos. (2021). Taller Capas de Seguridad en los Procesos, PEMEX-SPRMN.*

15. *Petróleos Mexicanos*. (2025). *Presentación de Capas de Seguridad AEKMZ del Centro de Proceso Zaap C*.
16. *Petróleos Mexicanos*. (2026). *Planta de Tratamiento de Aguas Residuales del Centro de Proceso*.
17. *Petróleos Mexicanos*. (2015). *Circular que establece políticas y lineamientos para el cálculo de indicadores del subsistema de administración de la seguridad de los procesos (SASP)*.