

Universidad de Matanzas  
Sede “Camilo Cienfuegos”  
Facultad de Ciencias Técnicas  
Departamento de Química



## Trabajo de Diploma

**Título:** Evaluación de los modos y efectos de las fallas en el procesamiento de crudo de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro).

**Autor(a):** Liana Hernández Espinosa

**Tutor(a):** Ing. Jeniffer Nuñez Bouza

**Consultante:** Dr.C Jesús Luis Orozco

Matanzas, Cuba

2022

*Nuestra recompensa se encuentra en el esfuerzo y no en el resultado. Un esfuerzo total es una victoria completa.*

*Mahatma Gandhi*

## Declaración de autoridad

Yo, Liana Hernández Espinosa, declaro que soy la única autora de esta investigación que constituye un requisito para optar por el título de Ingeniero Químico y lo pongo a disposición de la Universidad de Matanzas y de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro) para que sea empleado con el uso que se estime conveniente, respetando nuestra autoría.

---

Liana Hernández Espinosa

# Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Presidente del Tribunal

---

Firma

---

Miembro del Tribunal

---

Firma

---

Miembro del Tribunal

---

Firma

---

Miembro del Tribunal

---

Firma

---

Calificación

---

Ciudad, fecha

## Dedicatoria

*Este trabajo de diploma ha sido mi logro más importante pues luego de optar por una carrera de la cual no sabía nada y que en un principio dudé en comenzar, estudié y poco a poco me fui enamorando de cada una de las cosas que hacía en ella, por esta razón quiero dedicarlo a:*

- *Primera, a Dios por darme la fuerza que necesitaba y guiarme en todo momento*
- *Mis padres por mantenerse siempre juntos para mí y dispuestos a levantarme en los momentos más tristes*
- *Mi novio, Hitachi por ser mi apoyo en todo momento durante todos estos años de universidad, preocuparse por mí y hacerme sentir que era alguien importante*
- *Toda mi familia materna en especial: Mis tíos Teresa y Crespo y mis primos Yanlys y Maily*
- *A la pequeña de la casa, Vanesa*
- *A mi abuela Gina*
- *A todos mis amigos*
- *A mi tutora*

*A todos ustedes dedico este logro tan esperado*

## Agradecimientos

A mis padres Leydiana y Manuel, ustedes que son la razón de mi vida, ejemplo para cada día de voluntad y optimismo, ustedes que me enseñaron que en la vida siempre se puede un poco más y que para lograr grandes cosas hace falta un sacrificio.

A ti Hitachi mi soporte durante todos estos años de carrera y ahora oirás la frase que siempre has querido ‘‘ tú siempre tienes la razón’’ de tantos consejos que me diste y que pensaste que nunca los tomaría y sí, muchos los utilicé.

A Haydelis mi gran amiga, tu que siempre estas para mí, me apoyas, me comprendes, me aconsejas y has estado a mi lado hace muchos años viviendo mis esfuerzos a ti también va dedicado este logro

A mis amigas Aismelis y Claudia a ustedes que le puedo decir tantos días y noches de estudio, tantas salidas, momentos de risas y llantos, bonitos recuerdos.

A mis compañeras Mariangela, Milagro, Liliana y Alexandra que siempre estuvieron presentes para mí.

A mi tutora Jeniffer que confió en mí y estuvo dispuesta a ayudarme y brindarme su tiempo y conocimiento, sin su ayuda no hubiera sido posible llevar a cabo esta investigación

A mis profes quienes de una forma u otra a lo largo de la carrera me ayudaron, comprendieron y me ofrecieron su apoyo incondicional: Yamilé, Ana Edelys, Saúl, Pavel, Jhonatan, Mayito, Orozco, Santiago y en especial a Ena.

A todas aquellas personas que de alguna forma pusieron un granito de arena y contribuyeron a mi desarrollo como profesional.

Muchas gracias a todos.

## Resumen

A través de los años es significativo el número de accidentes en la industria química, dentro de los que se encuentran los escapes incontrolados y derrames de sustancias tóxicas, corrosivas y/o inflamables, incendios y explosiones, los cuales afectan gravemente la economía, el medio ambiente y la salud de los seres humanos. En la presente investigación se exponen los resultados alcanzados de un estudio y evaluación de riesgos realizado en la Planta de Procesamiento de Crudo perteneciente a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro) que se encuentra situada en el municipio de Cárdenas, en la provincia de Matanzas. En la misma se evaluaron los posibles fallos a producirse en algunas áreas y equipos del proceso mediante la técnica de Modo de Fallos y sus Efectos, apoyado de un Análisis Histórico de Accidentes realizado en un período de cinco años (2018-2022). Se evaluaron los modos y efectos de las fallas en el procesamiento de petróleo crudo obteniéndose como principales causas errores humanos y el deterioro de los equipos por corrosión debido a falta de mantenimiento. De acuerdo a los resultados obtenidos con la aplicación de las técnicas de análisis se proponen medidas encaminadas a corregir y lograr una mejor gestión de los riesgos identificados.

## Abstract

Over the years, the number of accidents in the chemical industry has been significant, including uncontrolled leaks and spills of toxic, corrosive and/or flammable substances, fires and explosions, which seriously affect the economy, the environment and human health. In the present investigation, the results achieved from a study and risk assessment carried out in the Crude Processing Plant belonging to the Central Oil Drilling and Extraction Company (EPEP-Centro) that is located in the municipality of Cárdenas are exposed in the province of Matanzas. In it, the possible failures to occur in some areas and equipment of the process were evaluated using the Failure Mode and Effects technique, supported by a Historical Analysis of Accidents carried out in a period of five years (2018-2022). The modes and effects of failures in the processing of crude oil were evaluated, obtaining as the main deterioration of equipment due to corrosion due to lack of maintenance. According to the results obtained with the application of the analysis techniques, measures are proposed to correct and achieve a better management of the identified risks.



# Índice

Introducción.....	1
Capítulo I: Análisis bibliográfico .....	3
1.1- Origen, características y composición del petróleo crudo .....	3
1.1.1- Origen del petróleo crudo.....	3
1.1.2- Composición del petróleo crudo.....	4
1.1.3- Características del petróleo crudo.....	6
1.2- Manejo y tratamiento del petróleo crudo.....	8
1.2.1- Extracción del crudo .....	8
1.2.2- <i>Perforación</i> .....	8
1.2.3- <i>Producción y procesamiento del petróleo</i> .....	10
1.2.4- <i>Transporte del crudo</i> .....	14
1.2.5- <i>Almacenamiento del crudo</i> .....	14
1.3- Análisis de riesgos industriales .....	15
1.3.1- <i>Análisis de riesgos: definición, características e importancia</i> .....	16
1.3.2- <i>Clasificación de los métodos para la evaluación de riesgos</i> .....	16
1.3.3- Descripción de las técnicas de análisis de riesgos más empleadas en la industria.....	17
1.4- Conclusiones parciales del capítulo:.....	22
Capítulo II: Materiales y métodos .....	23
2.1- Breve descripción tecnológica del proceso en la UEB de Producción de la EPEP-Centro .....	23
2.2- Caracterización de equipos .....	25
2.3- Caracterización de las sustancias sujetas a analizar .....	26
2.4- Descripción de las técnicas de análisis de riesgos a emplear .....	28
2.4.1- <i>Metodología de elaboración para el Análisis Histórico de Accidentes</i> .....	28
2.3.3- <i>Metodología de elaboración para el Análisis de Modos de Fallo y sus Efectos (FMEA)</i> .....	30
Capítulo III: Análisis de resultados. ....	35
<b>3.1-</b> Análisis de la caracterización de los equipos. ....	35
3.2- Análisis de la caracterización de las sustancias.....	39
3.3- Resultado del Análisis Histórico de Accidentes.....	41
3.3.1- <i>Análisis de la clasificación según el tipo de accidente</i> .....	41
3.3.2- <i>Análisis del tipo de accidente según las causas fundamentales</i> .....	42

3.3.3- Análisis de las principales medidas aplicadas para corregir los accidentes, incidentes y/o averías producidas.....	43
3.4- Análisis de resultados de la técnica Modo de fallos y sus efectos (FMEA).....	45
3.5- Medidas recomendadas para aplicar en la prevención de riesgos de la planta....	54
Conclusiones.....	55
Recomendaciones .....	56
Bibliografía.....	57
Anexos .....	60

## Introducción

El petróleo es un recurso natural no renovable, líquido aceitoso, inflamable, de color oscuro y olor característico que presenta una densidad menor que la del agua. Este fluido está compuesto por una mezcla de hidrocarburos líquidos naturales los cuales se encuentran en el interior de la corteza terrestre, además presenta una serie de características físicas y químicas fundamentales que permiten comparar y clasificar los tipos de petróleos. Del petróleo se obtienen una gran variedad de compuestos que son la base de diversas cadenas productivas que terminan en una amplia gama de productos que luego se utilizan en las industrias. Actualmente es la principal fuente de energía en los países desarrollados.

Para la utilización de los productos derivados del petróleo es necesario aplicarle al crudo una serie de tratamientos químicos y térmicos dentro de los que se encuentra la refinación. Este proceso se encarga de transformar el petróleo crudo o sus fracciones en una serie de productos acabados que deben satisfacer la calidad y demanda del mercado.

Todos los equipos utilizados durante los tratamientos aplicados al petróleo presentan de alguna forma fallas que ocurren debido al ambiente agresivo a los que se pueden someter durante sus servicios, además de una serie de riesgos que pueden deteriorar su rendimiento y tiempo de vida útil, así como originar accidentes graves con un fuerte impacto sobre la población y el entorno.

Por lo general los riesgos que implican un determinado equipo o proceso pueden ser reducidos, pero ello trae consigo la utilización de un costo y la aplicación de medidas propias de ingeniería. La realización de un estudio detallado de riesgos industriales, ayuda a determinar cuáles son los posibles riesgos que se pudieran presentar, las causas y consecuencias de los mismos, además de las medidas inmediatas y a plazo que se deben ejecutar. Para la identificación de los riesgos se hace necesario el “Análisis de riesgos” disciplina que combina la evaluación ingenieril del proceso con técnicas matemáticas, las cuales permiten realizar la estimación de frecuencia y consecuencias de accidentes.

Las plantas químicas y petroquímicas han sido históricamente las industrias con mayor registro de accidentes, algo que está relacionado con el manejo incorrecto y desconocimiento de productos químicos peligrosos. Estas al producir accidentes pueden dejar situaciones devastadoras por su alcance y efecto.

La siguiente investigación recoge un análisis de riesgo efectuado en la Planta de Procesamiento de Crudos de la UEB de Producción perteneciente a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro. Esta empresa fue fundada en el año 1976 y se encuentra ubicada en la finca “La Cachurra”, del poblado de Guásimas, municipio de Cárdenas. La misma cuenta con cuatro estaciones: Planta de Procesamiento del Crudo (Batería Central); Estación Cabecera del Oleoducto (ECO); Planta de Tratamiento de Residuales y la Planta de Generación de Vapor (Sala de calderas). La instalación tiene por objetivo la aplicación de un tratamiento adecuado a los crudos provenientes de los pozos de producción, de tal forma que alcance los índices de calidad que requiere para su venta y posteriormente enviarlos por medio del bombeo a través del oleoducto hacia la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas

(ECCM). Además, también se encarga del tratamiento de todas las aguas residuales generadas en el ciclo de producción de petróleo y los residuales líquidos de ENERGAS. La empresa cuenta con un gran número de personal calificado y de experiencia en la ingeniería, al igual que un sinnúmero de equipos para el desarrollo de las operaciones.

Debido a su esencia social se hace inevitable el uso de sustancias peligrosas como el petróleo crudo, la nafta y el sulfuro de hidrógeno; y el empleo de equipos de gran cuidado, lo que convierte el área UEB de Producción en la más peligrosa de la entidad; por esta razón se hace necesaria la evaluación de riesgos en la misma partiendo de las fallas o modos de fallas que pueden presentarse en algunos equipos de la planta.

**Problema Científico:** ¿Cómo predecir los riesgos a partir de las fallas que puedan presentar los equipos en el procesamiento de crudo de EPEP-Centro?

**Hipótesis:** Si se realiza una evaluación del modo y efecto de los fallos en los equipos involucrados en el procesamiento del crudo de EPEP-Centro se podrá predecir los daños que puede provocar.

**Objetivo general:** Evaluar los modos y efectos de la falla en el procesamiento de crudo de EPEP-Centro.

**Objetivos específicos:**

- Realizar una caracterización de los equipos involucrados en el proceso.
- Caracterizar las sustancias involucrados en el proceso.
- Realizar un análisis histórico de los principales accidentes reportados en la empresa.
- Analizar las principales fallas en el proceso y los efectos que pueden ocasionar.

## Capítulo I: Análisis bibliográfico

El presente capítulo aborda el estado de la temática localizada en el ámbito científico. Son tratados los diferentes tipos de metodologías de análisis de riesgos, las mismas están comprendidas por diversos métodos que se aplican según el objeto de estudio, la profundidad del análisis y las sustancias químicas involucradas en el proceso.

### **1.1- Origen, características y composición del petróleo crudo**

#### **1.1.1- Origen del petróleo crudo**

El petróleo crudo es de origen fósil, fruto de la transformación de materia orgánica procedente de zooplancton y algas, que depositados en grandes cantidades en fondos anóxicos de mares o zonas lacustres del pasado geológico, fueron posteriormente enterrados bajo pesadas capas de sedimentos. De acuerdo a la teoría orgánica del origen del petróleo, los crudos se originaron a partir de restos de plantas y microorganismos enterrados por millones de años y sujetos a distintos procesos físicos y químicos, donde se produce en sucesivas etapas desde betún a hidrocarburos cada vez más ligeros (líquidos y gaseosos). Estos productos ascienden hacia la superficie, por su menor densidad, gracias a la porosidad de las rocas sedimentarias. Cuando se dan las circunstancias geológicas que impiden dicho ascenso (trampas petrolíferas como rocas impermeables, estructuras anticlinales, márgenes de diapiros salinos, etc.) se forman entonces los yacimientos petrolíferos. (Loyza, 2016)

Otra teoría sobre el origen del crudo es a la que se refiere Kraus (1998)

Se cree que el petróleo se formó a lo largo de millones de años por la descomposición de la vegetación y de organismos marinos, comprimidos bajo el peso de la sedimentación. Al ser el petróleo más ligero que el agua, ascendieron y llenaron los huecos creados en estas formaciones superpuestas. El movimiento ascendente cesó cuando el petróleo alcanzó estratos densos e impermeables superpuestos o roca no porosa. El petróleo llenó los huecos de los mantos de roca porosa y los yacimientos subterráneos naturales, como las arenas saturadas.

Se considera según Urpí, (2011) que existen diversas teorías sobre el origen del petróleo, pero la más aceptada admite su origen orgánico, formado a partir de residuos animales y vegetales sometidos a determinadas condiciones de temperatura y presión, que junto a una acción bacteriana anaeróbica da lugar a los hidrocarburos; estos fluyen entre varias capas sedimentarias hasta que se concentran en unas formaciones

geológicas características, no permeables y porosas, que constituyen lo que se denomina yacimiento dentro de un campo petrolífero.

### 1.1.2- Composición del petróleo crudo

Cada tipo de crudo es único y es una mezcla compleja de miles de componentes. La mayoría de los componentes presentes en el petróleo crudo son hidrocarburos (componentes orgánicos compuestos por átomos de hidrógeno y carbono), pero se pueden encontrar no sólo carbono e hidrógeno, sino también pequeñas (pero importantes) cantidades de otros elementos, en particular azufre, nitrógeno y ciertos metales. El petróleo crudo está compuesto por la molécula de hidrocarburo más pequeña y simple – CH<sub>4</sub> (metano), hasta las moléculas más grandes y complejas que contienen 50 o más átomos de carbono. (ICCT, 2011)

**Tabla 1.1:** Composición del petróleo crudo.

<b>Elemento</b>	<b>% en peso</b>
Carbono	84-87
Hidrógeno	11-14
Nitrógeno	0-0,2
Azufre	0-5
Oxígeno	0-2

**Fuente:** (Aggour, 2003).

Desde el punto de vista estructural están presentes, en mayor o menor proporción, hidrocarburos: parafínicos, aromáticos, nafténicos y mixtos. Como su formación ha tenido lugar en atmósfera reductora, anaeróbica, no se encuentran hidrocarburos olefínicos en su composición. (ICCT, 2011)

**Tabla 1.2:** Clasificación del petróleo según su estructura.

<b>Clasificación</b>	<b>Características</b>
Base parafínicos	El componente principal es la parafina Presentan color claro, son fluidos y presentan baja densidad: 0,85 g/ml Rinden mayor cantidad de nafta (con respecto a los asfálticos) Se procesan fácilmente obteniéndose grandes cantidades de keroseno, aceites lubricantes, solventes de pintura, productos de lavado al seco o gasolinas que le proporcionan mejor precio de ventas
Base asfálticas o nafténica	Su componente principal son los naftenos y los hidrocarburos aromáticos Son de color negro, viscosos y de elevada densidad: 0,95 g/ml Producen abundante fuel-oil y poca nafta Necesitan mayor capacidad para su procesamiento por lo que presentan mayor complejidad
Base mixta	Posee características y rendimientos comprendidos entre las otras dos variedades principales (0,85-0,95 g/ml) Abandonan nafta y asfalto (después que se produzca la destilación de sus proporciones más volátiles)

**Fuente:** Elaboración propia.

El petróleo contiene ciertas impurezas o contaminantes que se clasifican en dos grupos: el primero son las impurezas oleofóbicas o insolubles en el crudo, y el segundo son las impurezas oleofílicas que son solubles en el crudo o que forman parte de este. (Loyza, 2016)

- Las principales impurezas oleofóbicas son: cloruro de sodio, agua y sedimentos (Material Inorgánico).
- Las principales impurezas oleofílicas son: compuestos de Azufre (H<sub>2</sub>S), cloruros orgánicos, arsénico, trazas de níquel, vanadio, sodio, magnesio, calcio, estroncio, cobre, plata, oro, aluminio, plomo, cromo, manganeso, fierro, cobalto, silicio y fósforo.

### 1.1.3- Características del petróleo crudo

Una serie de propiedades permiten caracterizar el petróleo, pero una pequeña parte de ellas aportan un conocimiento básico, primario de la calidad de un crudo: se trata de su densidad, contenidos en azufre, curvas TBP. (Urpí, 2011)

- Gravedad API (American Petroleum Institute) o densidad

En la industria la densidad de un crudo se expresa generalmente en términos de gravedad API, un parámetro de medición de unidades que varía inversamente a la densidad. Esta propiedad indica que tan liviano o pesado es un crudo en su totalidad. (ICCT, 2011)

La densidad en grados API se define a partir de la densidad relativa o specific gravity 60/60°F mediante la expresión: (Urpí, 2011)

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{Sp.Gr\ 60/60^{\circ}F} - 131,5 \dots \dots \dots Ec. 1.1$$

El petróleo crudo según este parámetro puede clasificarse en más o menos ligero, que será más ligero cuanto mayor es su °API con mayor proporción de hidrocarburos ligeros y por lo tanto más favorable para la obtención de productos destilados de mayor valor como es el caso de la gasolina; mientras un crudo menor °API, tienen proporciones más altas de moléculas grandes y donde se puede aprovechar en combustibles industriales pesados, asfaltos entre otros.

**Tabla 1.3:** Clasificación del crudo atendiendo a su densidad

<b>Clasificación</b>	<b>°API</b>	<b>Densidad</b>
Liviano	≥ 31,1	< 0,86 kg/l
Mediano	De 22,3 a 31,1	0,92 a 0,87 kg/l
Pesado	De 10,0 a 22,3	1,00 a 0,92 kg/l
Extra pesado	< 10,0	> 1,00 kg/l

**Fuente:** Elaboración propia.

- Contenido en azufre

El azufre puede presentarse como azufre elemental y sulfuro de hidrógeno, que se encuentran disueltos en el crudo; también puede encontrarse formando parte de compuestos hidrocarbonados como mercaptanos, sulfuros, tiofenos y benzotiofenos



polisustituídos. El contenido en azufre de un crudo es un factor importante, ya que se trasladaría casi en su totalidad a los productos de refino, que están sometidos a fuertes restricciones de calidad respecto a su contenido. (Urpí, 2011).

El contenido en azufre del crudo y los flujos de refinación se mide generalmente en tanto por ciento (%) en peso o en partes por millón por peso (ppmw). En la industria de la refinería, el petróleo crudo se denomina crudo dulce si su nivel de azufre es inferior al valor umbral, por ejemplo, 0,5 % (5.000 ppmw) y crudo agrio o amargo (sulfuroso) si el nivel de azufre supera el umbral más alto. La mayoría de los crudos sulfurosos registran niveles de azufre de entre 1,0 y 2,0 %, pero en algunos casos se registran niveles de azufre de > 4 %. (ICCT, 2011)

#### ➤ Curvas de destilación TBP

La forma más simple de aprovechamiento del petróleo crudo es aplicando la separación por destilación en cortes o fracciones de diferente intervalo de ebullición. Las destilaciones de petróleo a nivel de laboratorio resultan de gran utilidad en la refinación de combustibles, existiendo cuatro tipos de curvas que se determinan a partir de este proceso: (Urpí, 2011).

- Curva ASTM (American Society for Testing and Materials, conocidas de este modo por ser el método normalizado universal)
- Curvas TBP (True Boiling Point)
- Vaporización instantánea o flash
- Destilación simulada

Las curvas ASTM y TBP son las destilaciones analíticas más comúnmente utilizadas para definir la volatilidad características d las fracciones de petróleo, ambas son batch y difieren principalmente en el grado de fraccionamiento que se obtiene al destilar.

La destilación ASTM es más ampliamente usada que la destilación TBP por ser un proceso más simple y rápido, menos costoso y requiere menos cantidades de muestras, además es estandarizada, mientras que la destilación TBP difieren sus resultados en dependencia del procedimiento y equipo utilizado. (Urpí, 2011)

## **1.2- Manejo y tratamiento del petróleo crudo**

El petróleo que se encuentra en la profundidad de la tierra no tiene prácticamente ninguna utilidad, el inestable valor que posee lo adquiere de manera progresiva a través de su explotación industrial, la cual está compuesta por una serie de etapas que a lo largo de los años han ido evolucionando por las demandas del mercado y el avance de la tecnología. (Kraus, 1998)

### **1.2.1- Extracción del crudo**

Elegir la ubicación de un nuevo campo petrolero es un proceso complicado y costoso por lo que se deben seguir un conjunto de operaciones para lograr este proceso.

#### **1.2.1.1- Prospección**

La búsqueda de petróleo requiere conocimientos de geografía, geología y geofísica. El petróleo suele encontrarse en ciertos tipos de estructuras geológicas, como anticlinales, trampas por falla y domos salinos, que se hallan bajo algunos terrenos y en muy distintos climas. Luego de seleccionar una zona de interés, se llevan a cabo numerosos tipos de prospecciones geofísicas y se realizan mediciones a fin de obtener una evaluación precisa de las formaciones del subsuelo. Dentro de las prospecciones más importantes utilizadas actualmente se encuentran según Kraus (1998):

- Prospecciones magnetométricas: medidas con magnetómetros a fin de localizar formaciones de rocas sedimentarias cuyas propiedades magnéticas son generalmente débiles en comparación con las de otras rocas.
- Prospecciones gravimétricas: se utilizan gravímetros para obtener información sobre formaciones subyacentes midiendo pequeñísimas diferencias de gravedad.
- Prospecciones sísmicas: proporcionan información sobre las características generales de la estructura del subsuelo
- Prospecciones estratigráficas: estratigráfico es el análisis de testigos extraídos de estratos rocosos del subsuelo para ver si contienen trazas de gas y petróleo.

#### **1.2.2- Perforación**

Luego de las prospecciones y mediciones indicar la presencia de formaciones de estratos que pueden contener petróleo, se perforan pozos de exploración para determinar

si existe o no petróleo o gas y, en caso de que exista, si es asequible y puede obtenerse en cantidades comercialmente viables.

Si las actividades petrolíferas se realizan en alta mar comprenden la exploración, perforación, producción, procesado, construcción submarina, mantenimiento, reparación y el transporte a tierra del petróleo, por barco o mediante oleoductos. (Kraus, 1998)

Al ser ubicados los yacimientos petroleros se realizan los pozos, ya sea en tierra firme o en mar para confirmar la presencia de petróleo y la magnitud de ese yacimiento. (EALDE, 2020)

### **Tipos de pozos de petróleo**

Existen una amplia variedad de pozos de petróleo, según Kraus, (1998) se encuentran:

- Pozos de exploración: Los pozos de este tipo que se perforan en zonas donde no se había encontrado antes petróleo se denominan pozos experimentales o de cateo. Los pozos donde se encuentra petróleo o gas reciben el nombre de “pozos de descubrimiento”. Otros pozos de exploración, conocidos como “pozos de delimitación” o “de valoración”, se perforan para determinar los límites de un yacimiento después del descubrimiento, o para buscar nuevas formaciones que contengan petróleo o gas, situadas cerca o debajo de las que ya se sabe que contienen el producto. A un pozo donde no se encuentra petróleo ni gas, o sólo en cantidades demasiado escasas para una producción económica, se le llama “pozo seco”.
- Pozos de desarrollo: se perforan para producir gas y petróleo, cuyo número depende de la definición esperada del nuevo yacimiento, tanto en tamaño como en productividad.
- Pozos de geopresión y geotérmicos: Son pozos que producen agua a una presión (7.000 psi) y una temperatura (149 °C) extremadamente elevadas, la cual puede contener hidrocarburos.
- Pozos mermados o casi agotados: Son los que producen menos de diez barriles de petróleo diarios en un yacimiento.
- Pozos de múltiples zonas: Son aquellos que al descubrirse múltiples formaciones productivas puede introducirse una columna de tubos en un mismo pozo para cada una de las formaciones. El petróleo y el gas de cada formación se dirigen a su respectiva tubería y se aíslan de los demás mediante obturadores, que sellan los espacios anulares entre la columna de tubos y el revestimiento.

- Pozos de inyección: Bombean aire, agua, gas o productos químicos a los yacimientos de los campos de producción, ya sea para mantener la presión o para desplazar el petróleo hacia pozos de producción mediante fuerza hidráulica o un aumento de la presión.
- Pozos de servicio: Son los que se utilizan para operaciones de pesca de tubos o accesorios y operaciones con cable de acero, colocación de obturadores o tapones, o retirada y rehabilitación.

### **Métodos de perforación**

Existen diferentes métodos de perforación como son los propuestos por Kraus, (1998):

- Perforación por percusión o con cable: Resulta un método muy antiguo, es lento y de profundidad limitada por lo que es muy poco utilizado. Se basa en triturar la roca elevando y dejando caer una pesada barrena cincel con vástago sujeto al extremo de un cable.
- Perforación rotativa: La perforación rotativa es el método más común y se utiliza para perforar pozos tanto de exploración como de producción, hasta profundidades superiores a 7.000 m.
- Perforación rotopercutante: La perforación rotopercutante, o por rotación y percusión, es un método combinado en el que una barrena rotativa utiliza un líquido hidráulico circulante para accionar un mecanismo tipo martillo
- Perforación abrasiva: La perforación abrasiva es un método en el que se utiliza un material abrasivo a presión para atravesar los sustratos.

### **1.2.3- Producción y procesamiento del petróleo**

Terminada la etapa de perforación del pozo y comprobada la existencia de acumulaciones de hidrocarburos se procede a la extracción del recurso. Se inicia con la adecuación y revestimiento de la tubería por la cual se transportará el petróleo hasta la superficie. Posteriormente se procede a perforar la tubería en los sitios donde se encuentra el yacimiento, a fin de permitir que los hidrocarburos fluyan hacia su interior. (EALDE, 2020)

#### **1.2.3.1- Principales tratamientos realizados al petróleo crudo**

De acuerdo a lo planteado por Loyza (2016), algunos de estos tratamientos son:

- **Estabilización:** Este proceso consiste en la eliminación de gases. Los gases disueltos en el crudo originan grandes presiones de vapor que aumentan el riesgo de explosión en el transporte. La estabilización se lleva a cabo mediante destilaciones sencillas, donde se separan los compuestos con menor punto de ebullición.
- **Eliminación de sólidos:** Los yacimientos petrolíferos contienen arenas bituminosas que son compuestos de una especie de betún con sales y agua, los cuales deben ser removidos para realizar posteriormente el proceso de refinación. Los minerales son eliminados mediante el ablandamiento con cal y carbonato de sodio, seguido por una sedimentación para eliminar los sólidos, además de que es un tratamiento efectivo para la remoción de la dureza (más de 98%).
- **Desalinización:** La desalación consiste en eliminar las sales inorgánicas asociadas al material orgánico. Estas sales proceden del agua salada que acompaña al crudo en el yacimiento y son muy perjudiciales en los procesos de refinación. Para eliminarla se hace un "lavado" con vapor de agua, donde la sal queda disuelta. Los sólidos y las sales disueltas son extraídos en los desaladores ya que es muy caro decantarlas y eliminarlas por gravedad. Puesto que los desaladores tienen una eficiencia media del 95% no elimina la totalidad de las sales, por tal motivo se les inyecta una solución NaOH para convertirlas en NaCl.
- **Desemulsiones:** El agua se combina con la materia orgánica a través de los compuestos polares de azufre (S), oxígeno (O) y nitrógeno (N), que son solubles en el agua. La desemulsión consiste en separar el agua contenida en el crudo, los métodos más comunes para tratar las emulsiones son: los térmicos, químicos, mecánicos y eléctricos.

**Deshidratación:** Es un proceso que tiende a ser muy costoso, sin embargo, se vuelve mucho más rentable cuando se encuentra un aprovechamiento adecuado de los desechos.

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua. (Marfisy y Salager, 2004)

### **1.2.3.2- Proceso de refinación del crudo**

El refino de hidrocarburos consiste en el empleo de sustancias químicas, catalizadores, calor y presión para separar y combinar los tipos básicos de moléculas de hidrocarburos que se hallan de forma natural en el petróleo crudo. (Kraus, 1998)

Este proceso tiene el fin de maximizar la producción de derivados del petróleo con determinadas especificaciones.

Los adelantos científicos y tecnológicos en la refinación de crudos, han sustentado el desarrollo de técnicas que permiten obtener una gran variedad de productos, tales como gasolinas, querosén, gasoil y lubricantes, que son utilizados en el transporte público y privado. (Anexo 1) Asimismo, otros derivados van a las industrias de la construcción, agropecuaria, siderúrgica, metalmecánica, textil, farmacéutica, eléctrica y minera, entre muchas otras. (Vargas, 2020)

El mercado mundial de las refinerías se relaciona con el tipo de crudo que se utilice y los derivados a obtener. Desde que se inició esta industria en el mundo se ha ido modificando sus estructuras de producción y su tendencia actual es orientar la producción hacia combustibles para el transporte, reducir su impacto ambiental a la par que se introducen mejoras continuas para minimizar las emisiones. La región de Asia Pacífico es el centro neurálgico del crecimiento de la demanda del mercado mundial de refinación de petróleo, liderado principalmente por países como China e India; además de Estados Unidos quien presenta los mayores volúmenes y capacidades de producción a nivel mundial. (Vargas, 2020)

Al igual que otros países Cuba también desarrollo su producción de petróleo, esto comenzó a partir de 1991. Existen cuatro refinerías de petróleo (Ver Anexo 2), tres de ellas (Ñico López, Sergio Soto y Hermanos Díaz) construidas por los norteamericanos y nacionalizadas en 1960. La refinería Camilo Cienfuegos comienza a funcionar en 1991 pero detuvo hasta el año 2008. (ForesightCuba, 2019)

#### **➤ Procesos de refinación**

- **Destilación del crudo**

El primer paso en el refino de petróleo es el fraccionamiento del crudo en torres de destilación para obtener cortes de distintos rangos de puntos de ebullición. Estas destilaciones pueden ser atmosféricas o al vacío. (Kraus, Petróleo y gas natural, 1998)

En la destilación atmosférica, el crudo procedente del horno, se introduce en la torre, donde los compuestos más volátiles (gases, componentes de las gasolinas, queroseno, combustibles de aviación y gasoil) se evaporan debido a las altas temperaturas y suben por la torre, mientras que los más pesados precipitan al fondo. El compuesto se extrae luego de ser condensado según su punto de rocío y depositado en uno de los platos que presenta la torre en su interior. La destilación al vacío ocurre con el residuo que corresponde con la fracción no vaporizada para lograr un mayor aprovechamiento de la misma. Esta destilación se produce a una presión menor que la atmosférica, la razón de esto es que los compuestos a menor presión y la misma temperatura aumentan su volatilidad por lo que favorecen una correcta separación de productos con volatilidades cercanas. El producto que se extrae de este proceso es una nueva fracción del componente gasoil, un aceite pesado y un residuo al vacío que constituye una base para fuel oil o asfaltos dependiendo del tipo de crudo. (Urpí, 2011)

- **Procesos de conversión**

Los procesos de conversión, como el craqueo, la combinación y la rectificación, modifican el tamaño y la estructura de las moléculas de hidrocarburos para convertir las fracciones en productos de más valor. De acuerdo a Kraus, (1998) se exponen a continuación los principales aspectos de cada uno de ellos.

1. Craqueo: En este proceso se descomponen (rompen) fracciones de petróleo pesadas de alto punto de ebullición, y los convierte en productos más valiosos. Los tipos básicos de craqueo son el craqueo térmico, el craqueo catalítico y el hidrocrqueo.
2. Combinación: Se utilizan dos procesos de combinación: la polimerización y la alquilación, para unir entre sí pequeñas moléculas deficitarias en hidrógeno, denominadas olefinas, con el fin de crear materiales de mezcla de gasolinas de más valor.
3. Rectificación: La reforma catalítica y la isomerización son procesos que reorganizan las moléculas de hidrocarburos para obtener productos con diferentes características y que presenten un mejor rendimiento, por presentar déficit en algunas cualidades, como el índice de octano o el contenido de azufre.

#### **1.2.4- Transporte del crudo**

Al principio de la industria petrolífera, el petróleo generalmente se refinaba cerca del lugar de producción. A medida que la demanda fue en aumento, se consideró más conveniente transportar el crudo a las refinerías situadas en los países consumidores. Por ello, el transporte del crudo se convierte en un aspecto fundamental en la industria que exige una gran inversión. Aunque todos los medios de transporte son buenos para conducir este producto (el mar, la carretera, el ferrocarril o la tubería), el petróleo crudo utiliza actualmente sobretodo dos medios de transporte masivo: los oleoductos de caudal continuo y los petroleros de gran capacidad. (Urpí, 2011)

- **Los oleoductos como medio de transporte para el crudo.**

Los oleoductos son el conjunto de instalaciones que sirve de transporte por tubería de los productos petrolíferos líquidos, en bruto o refinados. El término oleoducto comprende no sólo la tubería en sí misma, sino también las instalaciones necesarias para su explotación: depósitos de almacenamiento, estaciones de bombeo, red de transmisiones, conexiones y distribuidores, equipos de limpieza, control medioambiental, etc. La construcción de un oleoducto supone una gran obra de ingeniería y por ello, en muchos casos, es realizada conjuntamente por varias empresas. También requiere de complicados estudios económicos, técnicos y financieros con el fin garantizar su operatividad y el menor impacto posible en el medio ambiente. (Blanco, 2010)

- **Los petroleros**

Los petroleros son los mayores navíos de transporte que existen hoy en día en el mundo. Son inmensos depósitos flotantes que pueden llegar a medir 350 metros de largo (eslora) y alcanzar las 250.000 toneladas de peso muerto (TPM). Su principal característica es la división de su espacio interior en cisternas individuales, lo que permite separar los diferentes tipos de petróleos o sus derivados. El petrolero es el medio más económico para transportar petróleo a grandes distancias y tiene la ventaja de una gran flexibilidad de utilización. (Blanco, 2010)

#### **1.2.5- Almacenamiento del crudo**

El almacenamiento constituye un elemento de sumo valor en la explotación de los servicios de hidrocarburos, ya que actúa como: pulmón entre producción y transporte



para absorber las variaciones de consumo y permite la sedimentación de agua y barros del crudo antes de despacharlo por oleoducto o a destilación. El petróleo requiere de un almacenamiento temporal en todas sus fases, ya sea en las áreas de extracción del crudo, como en los centros de refinación y de distribución. (Aggour y Abdel-Aal, 2003)

### **1.3- Análisis de riesgos industriales**

La industria química ha crecido y evolucionado notablemente, esto ha dado lugar a la proliferación de las instalaciones industriales, pero de esta manera ha implicado diversos aspectos negativos, ocupando un importante lugar el aparente aumento de la probabilidad de grandes accidentes con un fuerte impacto sobre personas, el medio ambiente y los bienes.

La industria del petróleo está sometida a riesgos de toda especie, su origen puede ser debido a algunas deficiencias técnicas, como es el caso de las averías en el equipamiento tecnológico; a causas naturales imprevisibles, como las tormentas o los incendios, las explosiones, las fallas operacionales o por errores humanos. (Herrera, 2016).

Existen diversas definiciones de riesgos, pero dentro de las más completas se encuentra la planteada por (Casal,1999) que expresa que el riesgo es: “situación que puede conducir a una consecuencia negativa no deseada en un acontecimiento” o bien “probabilidad de que suceda un determinado peligro potencial” (entendiendo por peligro una situación física que pueda provocar daños a la vida, a los equipos o al medio ambiente, o aún “ consecuencias no deseada de una actividad dada, en relación con la probabilidad en que ocurra”.

#### **Tipos de riesgos**

Desde el punto de vista de las actividades industriales existen clasificaciones para los riesgos: (Casal, 1999)

- Riesgos convencionales: relacionados con la actividad y equipo existentes en cualquier sector (electrocución, caídas).
- Riesgos específicos: asociados a la utilización de productos que por su naturaleza pueden ocasionar daños (productos tóxicos, radioactivos).
- Riesgos potenciales: relacionados con accidentes y situaciones excepcionales. Sus consecuencias pueden presentar una especial gravedad, puesto que la rápida

expulsión de productos peligrosos o de energía es capaz de afectar a áreas considerables (escape de gases, explosiones).

### **1.3.1- Análisis de riesgos: definición, características e importancia**

El Análisis de Riesgos según (Casal, 1999) es el proceso de estimar la magnitud del riesgo y decidir si dicho riesgo es aceptable o tolerante. Es una herramienta de prevención con la que se puede pronosticar las amenazas con potencial de afectar el desempeño de algún proceso, la idea es que se cuente de antemano con un plan para gestionar lo que podría impactar de manera negativa en el trabajo.

Es evidente la importancia del análisis de riesgos en el contexto de un sistema de seguridad y gestión ocupacional, ya que constituye la herramienta que permite identificar los peligros, cuantificar los riesgos y decidir si estos son tolerables, además de evaluar la efectividad de acciones alternativas para la reducción de los riesgos. (Santamaría y Braña,1994)

Para desarrollar un análisis de riesgos se hace conveniente formar grupos de trabajo con personal de diferentes áreas para no omitir ningún detalle en la evaluación de los mismos, se hace necesario contar con un historial de accidentabilidad el cual es diseñado de acuerdo a las actividades de cada tipo de empresa.

El análisis de riesgo deberá ser aplicado siempre que se efectúen cambios en los equipos del proceso, sustancias químicas utilizadas habitualmente, se introduzcan nuevas tecnologías y se modifiquen instalaciones, se detecten afectaciones en la salud de los empleados, se aprecie que las actividades de prevención o corrección no son suficientes o son inadecuadas.

En el análisis de riesgo se determinará la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los riesgos analizados a través de un estudio estadístico y de probabilidad, permitiendo identificar los riesgos y evaluarlos cualitativa y cuantitativamente. (Casal J. e., 2001)

### **1.3.2- Clasificación de los métodos para la evaluación de riesgos**

Existe un sinnúmero de metodologías encaminadas a identificar peligros y/o evaluar riesgos ya sea bajo una perspectiva cualitativa o bajo métodos cuantitativos.

De acuerdo con lo que expresa GUIAR (2008) básicamente existen dos tipos de métodos para la realización de análisis de riesgos: los métodos cualitativos que se

caracterizan por no recurrir a cálculos numéricos y pueden ser métodos comparativos y métodos generalizados; además de los métodos semicuantitativos los cuales hay que introducir una valoración cuantitativa respecto a las frecuencias de ocurrencia de un determinado suceso y se denominan métodos para la determinación de frecuencias.

A continuación, se reflejan los métodos más utilizados para el análisis de riesgos:

- Métodos cualitativos para el análisis de riesgos: es el método más fácil y conveniente pues califica o puntúa el riesgo en función de la percepción de la gravedad y la probabilidad de sus consecuencias. Estos métodos emplean diferentes herramientas lógicas y auxiliares, algunos establecen estructuras lógicas secuenciales causa/riesgo /efecto. (Gracia, 2001).

Algunos de estos métodos son: auditoría de seguridad (Safety review), análisis histórico de accidentes, análisis preliminar de peligros (Preliminar Hazard Analysis, PHA), listados de control, análisis de peligro y operabilidad (Hazard and Operability Analysis, HAZOP), ¿Qué sucedería si...? (¿What if?) y análisis de modos de fallo y efectos (Failure Mode and Effect Analysis, FMEA).

- Métodos semicuantitativos: utilizan técnicas de análisis críticos que emplean índices globales del potencial de riesgo estimado a partir de las estadísticas. (Gracia, 2001)

Estas incluyen: Índice DOW, Índice Mond, Índice SHI y MHI (Substance Hazard Index and Material Hazard Index), Árboles de fallos (Fault Tree, FT) y Árboles de sucesos (Event Tree, ET)

### **1.3.3- Descripción de las técnicas de análisis de riesgos más empleadas en la industria química**

- Análisis preliminar de riesgos(APR)

Es utilizado en la fase de desarrollo de las instalaciones y para casos que no existan experiencias anteriores del proceso o del tipo de implementación para prever y profundizar los riesgos en el diseño final. Es un método que puede ser desarrollado por técnicos con conocimientos y experiencias en seguridad. Esta técnica selecciona los productos peligrosos y los principales equipos de la planta y sus resultados incluyen recomendaciones para eliminar o reducir los peligros ligados a ellos. El procedimiento

consiste en obtener información completa sobre materiales, sustancias, reactivos y operaciones previstas, comparar estos procesos con otros de los que se tenga experiencia anterior, adaptar esas semejanzas al caso actual y analizar las operaciones y equipos previstos desde el punto de vista de los peligros presentes en cada uno (toxicidad, corrosividad, carga energética, etc.). (Casal, 1999)

- Análisis mediante listas de comprobación (Check List)

Es un método que se basa en la utilización de listas de fácil aplicación, es una manera adecuada de evaluar el nivel mínimo aceptable de riesgo de un determinado proyecto aplicándose en todas las fases del mismo (diseño, construcción, puesta en marcha, operación y parada). Existe una variada forma de redactar y diagramar las Listas de Chequeo: en forma de cuadro contestando; listado de preguntas que deben ser respondida con breves y sencillas frases por parte de las personas que realizan el control y también existe el formato que alterna los antes mencionados.

Las listas deben ser preparadas por personas de vasta experiencia y se necesita disponer de las normas o estándares de referencia, además de un conocimiento del sistema o planta a analizar. Como resultado de su aplicación se obtiene la identificación de riesgos comunes y la adecuación a los procedimientos de referencia. Este método se encarga de examinar la instalación solamente desde el punto de vista de cumplimiento de un reglamento o procedimiento determinado. (Guía Técnica, 1994)

- Análisis histórico de accidentes

El análisis histórico se lleva a cabo consultando un banco de datos sobre accidentes. Estos bancos, informatizados, permiten una consulta exhaustiva y, sobre todo, muy rápida, de la información disponible. (Vílchez et al., 2001)

Esa información disponible debe tener diversa procedencia: bibliografía especializada (publicaciones periódicas y libros de consulta), bancos de datos de accidentes informatizados donde se recogen los accidentes ocurridos en cualquier país del mundo). Es una técnica de especial utilidad para procesos y productos de utilización masiva o frecuente como es el caso de los productos energéticos y productos químicos de base. (Guía Técnica, 1994)

Esta técnica es identificativa y está orientada a la búsqueda de información de accidentes industriales ocurridos en el pasado. La recogida de información debe

efectuarse sistemáticamente teniendo especificado con claridad qué datos deben registrarse y con qué nivel de detalle. (Orozco et al., 2017)

- Análisis ¿Qué sucedería si ¿(What if)

El Análisis ¿Qué sucedería si...? permite conducir un examen sistemático de una operación o un proceso en base a preguntas de este tipo. Es una técnica de gran utilidad para la identificación de peligros. Este análisis requiere de un completo conocimiento del proceso a evaluar y se debe preparar una lista de preguntas del tipo ¿Qué sucedería si...? Aplicadas a desviaciones en el diseño, construcción, modificación y operación de una planta. A pesar de ser un método aparentemente sencillo, requiere de bastante preparación y comprensión del proceso. La calidad de las respuestas depende de los niveles de conocimiento sobre los fenómenos involucrados, las respuestas esperadas frente a perturbaciones en las variables claves y las relaciones causa-efecto, etc. (Santamaría, 1994)

Para llevar a cabo este análisis de forma estructurada se recomienda seguir la línea de proceso desde la recepción de los materiales hasta la entrega del producto terminado. (ICRP, 1996 citado por Linares, 2013)

- Análisis de los modos de fallo y sus efectos (FMEA)

Este método consiste en la tabulación de los equipos y sistemas de una planta química estableciendo las diferentes probabilidades de fallos y los diversos efectos de cada uno de ellos en conjunto con los del sistema o la planta. Establece los fallos que de manera individual pueden afectar directamente o contribuir de forma significativa al desarrollo de accidentes en la planta. Este método no considera los errores humanos directamente, sino su consecuencia inmediata de mala operación o situación de un componente o sistema. El FMEA es un método cualitativo que establece una lista de fallos sistemática, con sus consiguientes efectos y puede ser de fácil aplicación para cambios en el diseño o modificaciones de planta.

Es utilizable en la etapa de diseño, construcción y operación. Normalmente, el método FMEA puede llevarse a cabo por un equipo de dos analistas que conozcan perfectamente las funciones de cada equipo o sistema, así como la influencia de estas funciones en el resto de la línea o proceso.

Supone un análisis metódico y ordenado de todos los fallos que pueden presentarse en un equipo, sistema, proceso o planta y que puede suponer una aproximación relativamente poco costosa a las situaciones accidentales que estos fallos puedan provocar. (Guía Técnica, 1994)

- Análisis funcional de operabilidad (HAZOP)

Es un método utilizado en un campo químico como una técnica apropiada a la identificación de riesgos inductivos en instalaciones industriales. Está basado en la ocurrencia de los accidentes como consecuencia de la desviación de las variables de un proceso con respecto de los parámetros normales de operación, es decir que se analizan sistemáticamente las causas y consecuencias de unas desviaciones de las variables de un proceso que son identificadas por un grupo de diversos expertos quienes encuentran los peligros y posibles problemas operacionales en procesos químicos. Esta técnica encuentra su aplicación principalmente en procesos de relativa complejidad o áreas de almacenamiento con equipos de regulación o diversidad de tipos de trasiego; de igual manera se puede utilizar en plantas nuevas porque puede poner de manifiesto fallos de diseño, construcción, etc. que pudieron pasar desapercibidos en la fase de concepción. (Guía Técnica, 1994)

- Método de Dow: índice de fuego y explosión

Según Wells, 2003; Kardell, 2014; Zarranejad, 2016 el incendio tiene menor radio de acción entre los distintos accidentes que pueden ocurrir en la industria, pero puede ocasionar efectos temibles debido a la radiación térmica, que puede afectar a otras partes de la planta y generar nuevos accidentes como escapes y explosiones

El índice de Incendio y Explosión encuentra su empleo como método de clasificación previa principalmente en grandes unidades o complejos (refinerías, complejos petroquímicos con varias unidades) en orden a identificar las áreas con mayor riesgo potencial. Es recomendable el uso de soportes informáticos según la cantidad de parámetros que se vayan a manejar y el número de unidades que el analista vaya a definir como objeto de estudio por lo que se hace necesario el apoyo del personal conocedor de las condiciones del proceso. (Guía Técnica, 1994)

Es una de las técnicas más ampliamente usada en un índice de riesgos exclusivos para incendios y explosiones. (Santana y Orozco, 2019)

- Método de Mond

Es un método desarrollado a partir del índice de Dow, la diferencia entre ellos está dada en que el método de Mond considera la toxicidad de las sustancias y este parámetro es analizado de forma independiente; es por ello que se selecciona su utilización cuando sea importante la presencia de productos tóxicos. (Guía Técnica, 1994)

- Análisis mediante árboles de fallos

Es un método universal donde se puede analizar diversos tipos de riesgos. Esta técnica de análisis es deductiva donde su punto de partida es un evento indeseado en concreto, además propicia un método para determinar las causas del evento. Constituye una representación de las posibles maneras en que puede alcanzarse el suceso de cabecera a partir de los fallos de equipos y componentes. Para esta técnica se hace deseable cuantificar la probabilidad del evento de cabecera a partir de las probabilidades de los eventos elementales. (Ardanuy y Lapeña,1992)

La cuantificación se realiza por el cálculo de la frecuencia de acontecimiento de un accidente y la indisponibilidad del sistema. (Casal, 1999)

- Análisis mediante árboles de sucesos

De acuerdo con lo planteado en (Belloví, 1991) esta técnica reproduce con fidelidad tan solo lo que sucedió y no lo que pudiera haber acontecido adicionalmente. En ella se desarrolla un diagrama gráfico secuencial a partir de sucesos de incidencia significativa y que no son deseados para averiguar lo que pueda acontecer y comprobar si las medidas existentes o que se prevén son suficientes para lograr minimizar los efectos negativos. También está determinada por un análisis probabilístico.

Es un método lógico que matemática y gráficamente retrata la combinación de eventos de fallo y circunstancias en una sucesión de incidentes (Nolan, 2011)

- Análisis mediante árbol de eventos

Este método realiza un análisis inductivo, además analiza estadísticamente la respuesta de un sistema verificando la estructura lógica de interdependencia de los componentes que lo forman. En él se comienza con la definición del evento a analizar, luego se listan los controles que impiden las fallas y se desarrolla el árbol según el éxito o falla de cada uno; para ellos e necesita tener información de las barreras, controles y probabilidades

de fallas. Para su aplicación se comienza con un evento inicial, y en la medida que se va transitando por el árbol se le asignan probabilidades de éxito o falla a la acción de los componentes, lo que permite la evaluación de la probabilidad total de falla del sistema. (Figallo, 2020)

#### **1.4- Conclusiones parciales del capítulo:**

- En la industria petrolera, la aplicación de análisis de riesgos es de vital importancia debido a los procesos que se desarrollan, las sustancias involucradas y los equipos empleados.
- El análisis histórico de accidentes resulta de útil aplicación, ya que es posible detectar los peligros presentes en una instalación por la comparación con otros accidentes registrados en el pasado.
- La técnica de Modos de Fallas y Efectos (FMEA) es otra de las técnicas de análisis de riesgos importante, el mismo recoge la probabilidad de fallas y su consiguiente efecto originado en un equipo o sistema en la planta, además del alcance y daño que pueden ocasionar al proceso que se analiza.



## **Capítulo II: Materiales y métodos**

Al realizar una investigación en plantas procesadoras de combustibles es importante el conocimiento de las características fundamentales y el funcionamiento de la instalación. El presente capítulo muestra una descripción detallada del procesamiento de petróleo crudo en la UEB de Producción perteneciente a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro), además se plantea la metodología para caracterizar los principales equipos y sustancias involucrados en el proceso. También se describe la metodología a emplear para la aplicación de las técnicas de análisis de riesgos utilizadas en esta investigación.

### **2.1- Breve descripción tecnológica del proceso en la UEB de Producción de la EPEP-Centro**

El proceso que se lleva a cabo en la planta de procesamiento de crudos, ubicada en la Batería Central de la EPEP-Centro tiene como objetivo tratar térmicamente los crudos provenientes de la primera Etapa de separación, con el fin de que estos alcancen los índices de calidad, para poder ser enviados mediante bombeo, a través del oleoducto Varadero-Matanzas, hacia la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas.

El proceso productivo se divide en las etapas siguientes:

- Recepción de crudos.
- Calentamiento inicial del crudo.
- Segunda etapa de separación de gases
- Trasiego hacia tanque.
- Bombeo hacia los tanques de tratamiento.
- Recepción, calentamiento y reposo en los tanques de tratamiento.
- Trasiego hacia la Estación Cabecera del Oleoducto.
- Venta a Matanzas.
- Dosificación de diluyente.
- Recuperación de gases.

La producción de petróleo comienza desde los centros colectores, donde se recolecta el crudo y se realiza la primera etapa de separación de fases, en la cual se separa hasta un 95% del gas acompañante del mismo. El petróleo se bombea desde los centros colectores mediante una red de oleoductos hasta la Estación de Rebombeo Oeste (ERO,

por sus siglas), que proporciona el 80% de la producción de la empresa, o la Estación de Rebombeo Este (ERE, por sus siglas), que bombea el 20% restante.

En la ERO se adiciona la sustancia reductora de viscosidad (nafta o destilado medio) para garantizar una mejor transportación del crudo por el oleoducto e influir positivamente en su tratamiento. Además, se añade un producto químico desemulsionante que tiene la propiedad de destruir o neutralizar la acción de las emulsiones, lo que favorece la separación de las fases agua-petróleo.

El petróleo se bombea a través de oleoductos o es transportado por carros cisternas hasta las Piscinas de Recepción de crudos que cuentan con una capacidad de 120 m<sup>3</sup> en PPC para comenzar la aplicación del tratamiento primario. Al llegar, primeramente, se calienta en un intercambiador de calor en espiral hasta alcanzar los 80°C; para garantizar una mejor separación de gas en el tanque dinámico. Los intercambiadores de calor de conjunto con el tanque dinámico conforman la segunda etapa de separación (SES, por sus siglas). El gas separado, tanto en la primera etapa de separación en los centros colectores como en la segunda en la PPC, va a través de una red de gaseoducto hacia la Planta de Ciclo Combinado de Turbinas de Gas de ENERGAS S.A.

La eliminación del contenido de impurezas, esencialmente agua y sedimentos tiene lugar en los tanques estáticos. En dichos tanques el crudo se calienta mediante un banco de tubos (que se conoce en la PPC como banco de serpentines) y se deja reposar hasta alcanzar los parámetros requeridos para su venta que son contenido de agua y sedimentos (BSW de su denominación en inglés: *Basic Sediments and Water*) menor o igual que 2%.

Luego el petróleo se bombea hacia los tanques de almacenamiento en la estación cabecera del oleoducto magistral Varadero-Matanzas (ECO, por sus siglas). Desde estos tanques el petróleo se bombea empleando las bombas *boosters*, que lo impulsan a través de los intercambiadores de calor donde alcanza 90°C hasta las bombas magistrales y si el petróleo no tiene la viscosidad pactada por el cliente (1500 cts.) se dosifica nafta después que sale el petróleo de los intercambiadores y finalmente, las bombas magistrales bombean el petróleo por el oleoducto magistral hacia la DTCCM. Para una mejor comprensión del proceso de producción de petróleo crudo en los Anexo # 3 y 4 se muestran el esquema y diagrama de flujo respectivamente del mismo.

## 2.2- Caracterización de equipos

A continuación, se exponen los parámetros más generales a tener en cuenta para caracterizar para algunos de los equipos de la planta que serán utilizados para esta investigación.

➤ Parámetros para tanques:

- Volumen operacional del tanque ( $m^3$ )
- Diámetro interior (m)
- Área de la sección transversal ( $m^2$ )
- Altura total (tanque + separador) (m)
- Diámetro de la corona del separador de gas (m)
- Altura del separador de gas (m)
- Diámetro de la línea de entrada de petróleo (pulgadas)
- Diámetro de la línea de salida de petróleo (pulgadas)
- Diámetro de la línea de salida de gases
- Diámetro de la línea de drenaje (pulgadas)
- Total de serpentines
- Diámetro de los serpentines (pulgadas)
- Altura salida inferior del petróleo (m)
- Altura salida superior del petróleo (m)

➤ Parámetros para bombas:

- Modelo
- Diámetro de succión (pulgada)
- Diámetro de descarga (pulgada)
- NPSH requerido (m)
- Caudal máximo ( $m^3/h$ )
- Presión máxima de trabajo (atm)
- Tipo de aceite
- Tipo de motor
- Condiciones de operación

➤ Parámetros para intercambiadores de calor en espiral:

- Tipo
- Código
- Flujo de vapor (m<sup>3</sup>/h)
- Flujo de petróleo (m<sup>3</sup>/h)
- Área de transferencia de calor (m<sup>2</sup>)
- Diámetro exterior (m)
- Presión de diseño (atm)
- Temperatura de trabajo (°C)

### **2.3- Caracterización de las sustancias sujetas a analizar**

El primer paso a ejecutar en la metodología para realizar un análisis de riesgos químicos es la caracterización de las sustancias peligrosas. (Casal et al., 1999)

Es importante realizar la caracterización de las sustancias involucradas en el proceso, pues, el conocimiento de las posibles condiciones de operación normal y anómala de las mismas permite de manera más fácil conocer las sustancias que incurren en un mayor riesgo de provocar accidentes, tanto para la salud como para el medio ambiente.

De acuerdo al criterio planteado por Orozco, (2015) la caracterización de las sustancias involucradas en un proceso se desarrolla mediante la guía siguiente:

- Identificación del producto
  - Nombre del producto.
  - Fórmula química.
  - Etiquetado de peligro (frases R y S), además de las etiquetas que la identifican por otros efectos.
- Datos físicos
  - Apariencia.
  - Punto de ebullición.
  - Punto de fusión.
  - Solubilidad.
  - Densidad.
  - Límite superior de inflamabilidad.
  - Límite inferior de explosividad.
  - Punto de congelación.

- Temperatura de auto ignición.
- Coeficiente de expansión.
- Temperatura de inflamación.
- Biodegradabilidad.
- Corrosión.
- Capacidad calorífica.
- Presión de vapor.
- Formas de control y mitigación en casos de desastres
  - Productos o técnicas empleadas en el control y mitigación en caso de desastres.
  - Existencia del producto de control y mitigación en la entidad (especificar cantidad y capacidad de mitigación)
- Peligros para la salud
  - Concentración permisible.
  - Exposición permisible.
  - Emergencias.
  - Partes del cuerpo que afecta.
  - Forma de entrada al organismo.
  - Toxicidad.

**Tabla 2.1:** Modelo para clasificación toxicológica de las sustancias.

Toxicidad aguda	
Irritación	
Sensibilización	
Toxicidad por dosis repetida	
Mutagenicidad	
Carcinogenicidad	
Corrosión	
Toxicidad para la reproducción	

Nota: En caso de irritación se debe especificar si es a los ojos (O), la piel (P) o respiratoria (R).

- Condiciones de almacenamiento y manipulación.
  - Nombre del producto almacenado.

- Forma del recipiente (cilíndrico, rectangular, vertical, horizontal, etc.).
  - Dimensiones del recipiente (largo, ancho, diámetro).
  - Material de construcción.
  - Protección del recipiente (interior o exterior).
  - Existencia de accesorios en el recipiente y su localización.
  - Fecha de fabricación del recipiente.
  - Condiciones de almacenamiento de las sustancias.
  - Cantidad de sustancia almacenada.
  - Tipo de averías producidas.
  - Condiciones de almacenamiento (presión, temperatura, etc.).
  - Características de los alrededores del recipiente: expuesto a condiciones atmosférica
- Condiciones para su uso en el proceso.
    - Uso en el proceso.
    - Fallos ocurridos en estos equipos al operar con estas sustancias.
    - Material de construcción de los equipos donde es usada.
    - Material de construcción de los accesorios y las tuberías.
    - Protección del sistema de tuberías.

Ver Anexos 5 y 6 para detalles de cada una de las sustancias involucradas en el proceso y significado de las frases de peligro R y S.

## **2.4-Descripción de las técnicas de análisis de riesgos a emplear**

Para la evaluación de los riesgos en esta investigación se emplean las técnicas de Análisis Histórico de Accidentes y Modo de Fallos y sus Efectos (FMEA). A continuación, se expondrá la metodología a aplicar para cada una de ellas.

### **2.4.1- Metodología de elaboración para el Análisis Histórico de Accidentes**

De acuerdo con lo planteado por Casal, 2001; Orozco, 2017; Guía Técnica, 1994 el Análisis Histórico de Accidentes ha sido recogido como técnica representativa de las que ofrecen una primera aproximación y visión general del riesgo de una instalación. La misma se basa en la recopilación de accidentes con productos químicos que se extraen de diversa procedencia donde se encuentra almacenada la información.

Algunas de las diversas procedencias de la información para aplicación de la técnica:

- Bibliografía especializada
- Banco de datos de accidentes informatizados
- Registro de accidentes de la propia empresa, asociación empresarial o de las autoridades competentes
- Informes o peritajes realizados sobre los accidentes

La recogida sistemática de esta información para diferentes accidentes ocurridos en el pasado en plantas químicas ha permitido la acumulación de datos concretos sobre una determinada situación, equipo u operación.

Esta técnica es de útil aplicación principalmente para procesos y productos de gran frecuencia, para establecer los posibles riesgos de una instalación, hacer una aproximación cuantitativa de la frecuencia de determinados tipos de accidentes cuando la base estadística de la que se dispone es representativa.

#### **Procedimiento para su aplicación:**

1. Determinar la definición de accidentes a analizar

Durante este paso se analizará el tipo de accidente que será estudiado (producto o instalaciones)

2. Recopilación de información

La información que se obtiene es producto de las entrevistas realizadas a ingenieros, tecnólogos y operadores de experiencia, además de las consultas a las evidencias existentes de la ocurrencia de determinados accidentes en la planta (Registro de Accidentes)

3. Listar los accidentes e identificar aspectos exactos de los mismos

Para efectuar este paso se tendrá en cuenta la descripción del escenario en que se desarrollan las operaciones de esta planta para la confección de una tabla resumen con la información donde se tendrá en cuenta lugar, fecha y hora, productos implicados e instalación o equipos implicados.

4. Clasificación según el tipo de accidente: incendios, explosiones, escapes de gases, roturas, derrames, etc.

Al aplicar este paso, luego de detectar los accidentes se debe calcular la frecuencia anual de ocurrencia de los mismos según la ecuación 2.1:

$$Frecuencia = \frac{\# \text{ de incidencias}}{\text{Cantidad de años}} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.1}$$

En el caso de cantidad de años se refiere al total tomado para contabilizar los accidentes.

5. Identificación de las causas de los accidentes: si fueron provocados por errores humanos, fallo de equipos o fallo de diseño o proceso.
6. Identificar el alcance de los daños causados

Este paso comprende el análisis de las consecuencias causadas según el accidente: heridos, pérdida de vidas humanas y en la instalación, daños materiales o al medio ambiente, evacuación de personas u otra medida o el impacto causado en la población en general.

7. Descripción y valoración de las medidas aplicadas y estudiadas para evitar la repetición del accidente.

### **2.3.3- Metodología de elaboración para el Análisis de Modos de Fallo y sus Efectos (FMEA)**

Según Belloví, et al, 2004; Bosch, 2020 el Análisis de Modos de Fallo y sus Efectos (FMEA) es un método sencillo aplicado a elementos o procesos donde los fallos que puedan acontecer y sus consecuencias repercutan en los resultados que se pretenden obtener. Su objetivo principal es resaltar los puntos críticos de lo que se analiza, para establecer medidas correctoras que eviten su aparición o minimicen sus consecuencias.

Los grupos que llevan a cabo la realización de esta tarea aportan un mayor conocimiento de la misma y sobre todos sus aspectos más débiles con las posibles medidas a aplicar para su control, ampliando la cultura preventiva de la empresa y demostrando que a través del trabajo en equipo se profundiza de manera más ágil en el conocimiento y mejora de la calidad de un producto o proceso. Para esto es necesario contar con listas de equipos y sistemas, conocimiento de las funciones de los equipos, sistemas y la planta.

#### **Principales ideas a tener en cuenta para su aplicación en diferentes etapas:**

- Diseño: deben identificarse protecciones adicionales que puedan ser fácilmente incorporadas para la mejora de equipos y sistemas.



- **Construcción:** evaluar modificaciones que puedan surgir debido a cambios inducidos en campo.
- **Operación:** evaluar fallos individuales que puedan inducir a potenciales accidentes.

Este método cualitativo no considera los errores humanos directamente, sino la mala operación ante una situación de un componente o sistema. El mismo permite relacionar de manera sistemática los posibles fallos y sus consiguientes efectos, resultando de fácil aplicación para analizar cambios en el diseño y modificación en el proceso.

### **Procedimientos a seguir para su aplicación:**

#### 1. Definición del nivel de detalle.

Definir si el análisis que se realizará es de proyecto o de producto/ proceso.

- Aunque sea a producto/ proceso se hace necesario centrarse en el análisis de elementos materiales con características determinadas y modos de fallos que se traten de conocer y valorar.
- Si se aplica a un proceso determinado se seleccionan los elementos claves que se asocian al resultado esperado.

#### 2. Denominación e identificación del componente

Debe identificarse el producto o parte del proceso incluyendo los subconjuntos y los componentes que forman parte de ellos en dependencia de lo que se esté analizando. Es muy útil en la identificación utilizar códigos numéricos para evitar confusiones al definir los componentes.

#### 3. Definir la operación o función de cada elemento del componente.

Este paso depende del análisis que se realice: diseño o proceso.

- En caso de diseño se incluyen todas las partes del componente en que se subdividen y las funciones que realizan cada una de ellas considerando las interconexiones existentes.
- Para proceso se describirán todas las operaciones que se realizan a lo largo del mismo.

#### 4. Fallo o modo de fallo

Deben ser descritos en términos físico o técnicos y es recomendable que sean numerados.

**Tabla 2.2: Principales fallos considerados para el análisis.**

Debe	Fallo
Estar Cerrado	Estar Abierto
Estar Abierto	Estar Cerrado
Abrir	Cerrar
Cerrar	Abrir
Estancado	Fuga
Fluir	No fluir
Estar en marcha	Estar parado

Fuente: Elaboración propia.

Nota: Algunos fallos pueden no ser detectables inmediatamente lo cual resulta un aspecto importante a considerar que no debería pasarse por alto.

#### 5. Efectos del fallo.

Se tratan de describir las consecuencias no deseables del fallo que se puedan observar o detectar.

- Si se analiza solo una parte se tendrá en cuenta la repercusión negativa en el conjunto del sistema para poder ofrecer con mayor claridad la descripción del efecto.
- Si un modo de fallo presenta muchos efectos a la hora de ser evaluados solamente se elegirán los más graves.

#### 6. Identificación y detección de las causas del modo de fallo.

Las causas que se asigne a cada modo de fallo es necesario relacionarlas con la mayor amplitud posible, en la forma más concisa y completa para que las medidas de corrección puedan ser expuestas adecuadamente. Un modo de fallo puede ser provocado por dos o más causas encadenadas. Es importante que las causas sean detectadas con anterioridad de su aparición. Este índice puede reducirse sí:

- Aumentan los controles, lo que implica mayores costes, medida que no es buena aplicar ya que necesitamos tener un mejor proceso, pero al menor costo posible.

- Cambiar el diseño para facilitar la detección

Para otorgar la clasificación a la forma de detección es necesario saber que 1 será la extremadamente probable que se detecte la falla y 10 imposible/ improbable.

#### 7. Determinación del índice de gravedad o severidad

Consiste en la importancia o severidad del efecto o modo de fallo desde el punto de vista de sus peores consecuencias. Este índice presenta un cuadro de clasificación que debería ser diseñado en cada empresa en función del proceso. La escala a utilizar sería del 1 al 10, donde 10 sería para una consecuencia de falla extremadamente grave o alta y 1 sería insignificante o baja.

#### 8. Determinación de la frecuencia con que se produce el modo de fallo

Resulta la probabilidad de que una causa potencial de fallo se produzca y de lugar al modo de fallo. Es muy útil para este paso la existencia de un Control Estadístico de Proceso (de ser posible) para expresar el valor de este índice. Las formas más importantes para reducir el índice de frecuencias son:

- Cambiar el diseño, de manera que se pueda reducir la probabilidad de ocurrencia del fallo.
- Incrementar o mejorar los sistemas de prevención y/o control que impidan que se produzcan la causa del fallo.

La ocurrencia puede ser evaluada del 1 al 10 donde 1 es probabilidad extremadamente baja y 10 muy alta.

#### 9. Determinación del Índice de Prioridad de Riesgo (IPR)

Consiste en el producto de los tres factores que lo determinan (frecuencia, gravedad y detectabilidad). Para su aplicación no se establece ningún criterio de clasificación, pues debe ser calculado para todas las causas de fallo.

Nota: Si el IPR es menor que 100 no requiere intervención salvo que la mejora sea fácil de aplicar y contribuya a mejorar algunos aspectos del proceso o producto.

#### 10. Discernir y recomendar medidas preventivas viables que eviten los fallos.

Generalmente el tipo de acción a elegir deberá seguir los criterios siguientes:

- Cambio en el diseño del producto, suceso o proceso general
- Cambio en el proceso de fabricación
- Incremento del control o la inspección

### Capítulo III: Análisis de resultados.

En este capítulo se muestra un análisis de los resultados obtenidos con la aplicación de las diferentes metodologías descritas en el Capítulo II, con el propósito de darle cumplimiento al objetivo propuesto en la investigación. Primeramente, se muestran los resultados de la caracterización de los equipos involucrados en el proceso. Luego se realiza la caracterización detallada de las sustancias. Se exponen los resultados de un análisis histórico realizado sobre los principales accidentes ocurridos en la empresa. Se analizan los resultados obtenidos en la aplicación de la metodología de modos de fallas y sus efectos en los equipos del proceso.

#### 3.1- Análisis de la caracterización de los equipos.

De acuerdo con los aspectos generales planeados para caracterizar los equipos utilizados para la investigación se tiene que:

- Tanques de tratamientos y almacenamiento de petróleo crudo.

**Tabla 3.1:** Parámetros característicos del tanque 6 (Tanque de tratamiento)

Parámetros	Valores(Tanque 6)
Volumen operacional del tanque (m <sup>3</sup> )	1700
Diámetro interior (m)	15,19
Área de la sección transversal (m <sup>2</sup> )	181,22
Altura total (tanque + separador) (m)	15,8
Diámetro de la corona del separador de gas (m)	3,0
Altura del separador de gas (m)	1,49
Diámetro de la línea de entrada de petróleo (pulgadas)	20
Diámetro de la línea de salida de petróleo (pulgadas)	20
Diámetro de la línea de salida de gases	8
Diámetro de la línea de drenaje (pulgadas)	8
Total de serpentines	44
Diámetro de los serpentines (pulgadas)	2 <sup>1/2</sup>
Altura salida inferior del petróleo (m)	0,6

Altura salida superior del petróleo (m)	3,5
---	-----

**Tabla 3.2:** Parámetros característicos de los tanques 8, 14, 15 y 16 (Tanques de tratamientos)

Parámetros	Valores			
	8	14	15	16
Volumen operacional del tanque (m <sup>3</sup> )	9800	18500	5000	5000
Diámetro interior (m)	-	45	22,82	22,82
Altura del tanque (m)	12	12	12	12
Diámetro de la línea de entrada de petróleo (pulgadas)	16	20	20	20
Diámetro de la línea de salida de petróleo (pulgadas)	16	16	16	16
Diámetro de la línea de drenaje (pulgadas)	10	8	10	10
Total de serpentines	72	-	54	54
Diámetro de los serpentines (pulgadas)	4	-	4	4
Altura salida inferior del petróleo (m)	2,3	0,6	2,70	0,6
Altura salida superior del petróleo (m)	6,3	7,0	5,0	5,50

**Tabla 3.3:** Parámetros característicos de los tanques 101, 102, 103 y 104 (Tanques de almacenamiento)

Parámetros	Valores		
	101 y 102	103	104
Volumen operacional del tanque (m <sup>3</sup> )	4200	4250	4250

Diámetro interior (m)	22,82	21	21
Altura del tanque (m)	12	13,40	15
Diámetro de la línea de entrada de petróleo (pulgadas)	16	16	16
Diámetro de la línea de salida de petróleo (pulgadas)	16	16	16
Diámetro de la línea de drenaje (pulgadas)	12	8	12
Altura salida inferior del petróleo (m)	1,20	1,0	1,20
Altura salida superior del petróleo (m)	2,20	2,12	2,20

- Tanques de almacenamiento de nafta (diluyente)

**Tabla 3.4:** Parámetros característicos de los tanques 701, 702, 703 y 704.

Parámetros	701 y 702	703 y 704
Altura (m)	6	5,41
Diámetro (m)	7	7
Capacidad de almacenamiento (m <sup>3</sup> )	205	205
Diámetro de la línea de entrada (pulgadas)	6	6
Altura de la línea de entrada (m)	0,6	0,6
Diámetro de la línea de salida (pulgadas)	6	6
Altura de la línea de salida (m)	0,31	0,31
Volumen máximo de operación (m <sup>3</sup> )	190	190
Volumen mínimo de operación (m <sup>3</sup> )	10	10

- Bombas

**Tabla 3.5:** Parámetros característicos de las bombas del proceso.

Parámetros						
	Bombeo a las piscinas de recepción	Bombeo a los tanques de tratamiento	Trasiego a la ECO			
Modelo	Netzsch	Moyno 2000	Moyno1	Moyno2	Nemo	Moyno
Diámetro de succión (pulgada)	Inmersión	10	12	10	10	20
Diámetro de descarga (pulgada)	4	10	12	10	10	16
NPSH requerido (m)	-	3,0	2,45	2,45	-	3,0
Caudal máximo (m <sup>3</sup> /h)	46	150	125	135	127	150
Presión máxima de trabajo (atm)	10	5	11,5	11,9	11,9	5
Tipo de aceite	ISO VG 220 -14 L	-	EP-90-GL-5	EP-90-GL-5	EP-90-GL-5	-

**Tabla 3.6:** Parámetros característicos de las bombas magistrales del proceso.

Parámetros	A/B	C/D	E/F
Modelo	Borneman	Worthington	L4HG-186/041-AHOKRO-G
Tipo	NIJHP de sello mecánico simple	NIJMHP	-
Tipo de motor	Eléctrico 300 HP, 460V, 880 rev/min, 223,8 Kw	Eléctrico 250 HP, 460 V, 1200 rev/min, 186,5 kW	Eléctrico 460 V, 1790 rev/min, 280 kW



Condiciones de operación (Flujo y presión)	Flujo: 60 m <sup>3</sup> /h Presión: 60 atm	Flujo: 60 m <sup>3</sup> /h Presión: 60 atm	Flujo: 75 m <sup>3</sup> /h Presión: 60 atm
---	--	--	--

- Intercambiadores de calor en espiral

**Tabla 3.7:** Parámetros característicos de los intercambiadores de calor tipo espiral.

Parámetros	
Tipo	3H-2-CT
Código	ASME
Flujo de vapor (m <sup>3</sup> /h)	13
Flujo de petróleo (m <sup>3</sup> /h)	250
Área de transferencia de calor (m <sup>2</sup> )	295,3
Diámetro exterior (m)	1,98
Presión de diseño (atm)	10
Temperatura de trabajo (°C)	30-90

### 3.2- Análisis de la caracterización de las sustancias.

El estudio y realización de la caracterización de las sustancias involucradas en el proceso permitió conocer cuál es el grado de peligro que las mismas poseen. La tabla 3.1 ofrece un resumen sobre su nivel de peligro, además constituye una síntesis de la caracterización general que se efectuó de las sustancias que aparece más detallado en el Anexo 5.

**Tabla 3.8:** Nivel de peligro asociado a las sustancias involucradas en el proceso.

Sustancias	Frases de riesgo	Peligro
Petróleo	R2/R3/R5/R7/R16/R18/R22/R25/R44/R54/R55	Medio
Nafta	R2/R3/R5/R7/R10/R12/R20/R22/R36/R37/R38	Alto
Sulfuro de hidrógeno	R20/R23/R24/R26/R33/R37/R39/R45/R54/R55	Especial

**Fuente:** Elaboración propia.

Como puede observarse en la tabla solamente el petróleo posee un nivel medio de peligro debido a que puede producir toxicidad aguda por respiración, en los ojos y la piel, además de provocar irritación, sensibilización y corrosión.

La nafta se encuentra categorizada como de toxicidad aguda por respiración, en los ojos y la piel; y de provocar sensibilidad en la piel.

El sulfuro de hidrógeno se encuentra dentro de la categoría de peligro especial pues, además de presentar los efectos de las sustancias anteriores, es una sustancia carcinógena por lo que requiere ser evaluado de forma individual, ya que este se encuentra en los tanques de tratamientos y en áreas aledañas mayormente por su emanación que es favorecida por su calentamiento y manipulación.

**Tabla 3.9:** Matriz resumen de la toxicidad de las sustancias

Toxicidad	Sustancias			Cantidad de sustancias que presentan el efecto
	Petróleo	Sulfuro de Hidrógeno	Nafta	
Toxicidad aguda	x	x	x	3
Irritación	x	x	x	3
Sensibilización	x	x	x	3
Toxicidad por dosis repetida		x		1
Mutagenicidad				
Carcinogenicidad		x		1
Corrosión	x	x	x	3
Toxicidad para la reproducción				
Total de efectos de la sustancia	4	5	4	

**Fuente:** Elaboración propia

De esta manera puede resumirse que los efectos más predominantes por las afectaciones de estas sustancias son la toxicidad aguda, irritación, sensibilización y corrosión, siendo

muy importante su seguimiento y tratamiento de acuerdo a los efectos que provoca a la salud humana, el entorno y el medio ambiente.

### 3.3- Resultado del Análisis Histórico de Accidentes.

Basado en la metodología establecida en el capítulo anterior para la aplicación de la técnica de Análisis Histórico de Accidentes, luego de consultar las evidencias (documentos, informes manuscritos y digitales, Registros de Control de Accidente, conocimientos y experiencias laborales de los trabajadores), se elaboró tablas resumen (Anexo 7) que reflejan 54 incidencias de interés para la investigación desarrollada que tuvieron lugar en la instalación en el período 2018-2022.

#### 3.3.1- Análisis de la clasificación según el tipo de accidente

La tabla que se presenta a continuación muestran la clasificación otorgada según el tipo de accidente, incidente y/ o avería en el período analizado. (Consultar Anexo 8 para ver la cantidad de incidentes por cada mes en los años correspondientes)

**Tabla 3.10:** Clasificación total según el tipo de accidentes.

Tipo de accidente, incidente y/o avería	Cantidad	%	Frecuencia de ocurrencia (a <sup>-1</sup> )
Derrames	17	31,48	3,4
Escape de gases	3	5,56	0,6
Salideros	15	27,77	3,0
Roturas	9	16,67	1,8
Aumentos o disminuciones de presión	3	5,56	0,6
Paradas u obstrucciones	6	11,11	1,2
Incendios	1	1,85	0,2
Total	54	100	

**Fuente:** Elaboración propia.



**Figura 3.1:** Frecuencia de ocurrencia de los diferentes tipos de accidentes, incidentes y/o averías.

En la Figura 3.1 se muestra la frecuencia de ocurrencia de los tipos de accidentes, incidentes y/o averías donde se evidencia que los derrames presentan la mayor frecuencia anualmente seguidos de los salideros, por lo que la empresa debe prestar particular interés en estas incidencias para la disminución de su frecuencia de ocurrencia; al contrario de los incendios y escape de gases (en altas concentraciones) que presentan las menores incidencias.

### 3.3.2- Análisis del tipo de accidente según las causas fundamentales

Las afectaciones ocurridas en la planta en el período analizado se deben a numerosos factores presentándose como los más significativos los fallos de equipo, diseño o proceso y los errores humanos.

La corrosión es el elemento primordial dentro de los fallos en diseño, siendo de igual manera un gran problema en la planta ya que se han detectado lugares con puntos localizados de corrosión avanzada pues en ella se maneja gases como el sulfuro de hidrógeno que resulta altamente corrosivo; se llevan a cabo numerosas operaciones y se trabajan con sustancias, dentro de ellas el agua que contribuye al desarrollo del ambiente corrosivo que de una forma u otra provocan un altísimo nivel de explotación en las líneas y tuberías, trayendo consigo el desgaste y envejecimiento de las mismas.

Los fallos en equipo y en procesos son dos elementos que se complementan pues una de las causas fundamentales de los fallos existentes en procesos son las fallas en equipos.

Algunos de los equipos, accesorios, piezas u objetos incorporados en la planta tienden a deteriorarse y romperse, ya sea por un mal funcionamiento o simplemente por ser antiguos, haciéndose necesario su limpieza y exhaustivo mantenimiento o cambio, pues de no ser de esta manera, se producen paradas e insuficiencias en operaciones que interrumpen la realización del proceso de producción.

Por otra parte, los errores humanos son muy frecuentes, incumpléndose con los procedimientos, normas y reglas establecidas, con el montaje y manipulación de medios u objetos de trabajo.

### **3.3.3- Análisis de las principales medidas aplicadas para corregir los accidentes, incidentes y/o averías producidas.**

Son muchas las medidas aplicadas por la EPEP-Centro para minimizar la ocurrencia de accidentes, a continuación, se relacionan las principales medidas adoptadas en caso de:

- Fallos o roturas de equipos y tanques
  - Sustituir, soldar o reparar accesorios (codos, válvulas, juntas, retenedores, platillos, suich, cheques, etc.)
  - Restablecimientos de muro de contención de tanques.
  - Limpieza de envolventes de tanques
  - Aseguramiento de la adecuada calidad de sustancias empleadas.
  - Continuación de acciones en el proceso de forma manual.
- Salideros o roturas en líneas y tuberías
  - Aislamiento o sustitución de los tramos que sean afectados
  - Adecuado tratamiento anticorrosivo
  - Colocar sunchos al tramo averiado (siempre que sea conveniente)
  - Colocar drenaje en las zonas donde se acumule el agua (frecuentemente en líneas)
  - Realización de defectoscopia
  - Colocación de tejas siempre que sea necesario o soldaduras de las existentes
  - Parada del bombeo de sustancias por el interior de la tubería, línea o ducto

- Derrame de sustancias
  - Recogida de la mayor cantidad de sustancia derramada siempre que sea posible
  - Acondicionamiento del área con: agua, tierra, espuma u otro material en dependencia de la sustancia que sea
  - Manipulación con cuidado de sustancias y equipos
  - Reparación de la superficie dañada
- Escape o fuga de gases
  - Uso de los medios de protección
  - Evacuación del personal más cercano al lugar según el rango en que se encuentre esparcido en la atmósfera
  - Practicar la maniobra de primeros auxilios
- Paradas, obstrucciones y aumentos o disminuciones de presión
  - Acudir al grupo electrógeno rápidamente
  - Cierre de válvulas
  - Paradas o disminución de la frecuencia de bombeo
  - Disminución de los niveles de SHA
  - Controlar las variables para que no sobrepasen los límites establecidos
- Incendio
  - Acondicionamiento del área
  - Reparación de la superficie dañada

Es necesario el cumplimiento adecuado de cada una de las medidas presentadas anteriormente, además de que en todos esos casos se necesitaría realizar periódicas inspecciones en la instalación y capacitar sistemáticamente al personal en cuanto a los modos de actuación frente a equipos y sistemas para la prevención de incidentes, accidentes y/o averías. Estas medidas contribuyen a elevar la seguridad de los sistemas de la planta, cumplir con el plan de ventas del día, prolongar el tiempo de vida útil de los equipos y mantener la eficacia de las operaciones que ellos realizan. También disminuyen los peligros a los que están expuestos los trabajadores, técnicos, operadores y otros miembros de la instalación, al igual que la considerable población que se encuentra alrededor de la planta debido a los escapes de gases que se han producido; y minimizan la carga contaminante por los derrames de petróleo que puede recibir el

suelo, manto freático y las aguas incluyendo las de las playas más cercanas como la de Varadero, las cual es el mayor polo turístico de Cuba, además de reducir las pérdidas de este preciado líquido, aunque en ocasiones se encuentre dentro de las pérdidas permisibles para un día.

### **3.4- Análisis de resultados de la técnica Modo de fallos y sus efectos (FMEA)**

Mediante la utilización del método cualitativo de Modo de fallo y sus efectos se pudieron evaluar y analizar las principales fallas que pueden ocasionarse en los equipos de la planta y proponer las medidas para minimizar los riesgos.

En la Tabla 3.4 se puede apreciar los posibles fallos más significativos, tanto de proceso como de diseño en algunos equipos que comprenden la instalación. Los modos de fallos más frecuentes que pueden ocurrir durante el proceso son los cierres o aberturas de válvulas (sea regulado automáticamente o por la acción del hombre), de igual manera desde el punto de vista de diseño resultan ser las fugas o derrames de sustancias (especialmente petróleo y nafta) a causa de la corrosión. Es válido aclarar que siempre que existan como consecuencia del modo de fallo derrames y escape de gases (ácido sulfúrico) traerá consigo la posible provocación de incendios y explosiones, aumentando el nivel de severidad o gravedad del fallo.

La detectabilidad es la posibilidad de detectar el fallo, se puntea igual de 1 a 10 y en este caso, el 1 significa que es muy detectable y el 10 que es poco detectable, es decir en un proceso o equipo que tenga controles automáticos un fallo se puede detectar rápidamente, por lo que el valor en ese caso debe ser bajo, sin embargo uno que sea operado manual puede tardar más en darse cuenta por lo que tendrá un valor superior

**Tabla 3.4:** Posibles modos de fallos y efectos para algunos equipos de la planta

Parte del proceso	Proceso o diseño	Nº fallo	Modos de fallo	Causas	Efectos	F	G	D	IPR	Medidas correctoras
Bancos de Intercambiadores de Calor	Proceso	1	No abre la válvula neumática de petróleo crudo	-Falla en el accionamiento por falta de suministro de aire -Deterioro por corrosión.	- Rotura del serpentín por sobrepresión. -Contaminación del condensado y del vapor. -Explosión.	5	8	2	80	Revisión y mantenimiento periódico.
		2	Válvulas de vapor abierta	-Problema en los sensores de temperatura. -Error humano.	Explosión por sobrecalentamiento de las tuberías de vapor.	5	8	6	240	-Revisión periódica del la instrumentación o sensores. -Mantenimiento periódico. -Capacitación del personal.
		3	Válvulas de vapor cerrada	-Válvula atascada. -Error humano	No calentamiento del petróleo crudo afectando la eficiencia del proceso de	5	3	6	90	Mantenimiento exhaustivo de la válvula.



				calentamiento.						
		4	Incrustaciones	Falla en el sistema de extracción del condensado.	Disminución de la transferencia de calor.	5	3	8	120	Mantenimiento periódico del intercambiador de calor
Diseño		1	Desgaste de soldadura	-Falla en la selección del material y en el acabado.	-Salidero del producto -Mezcla de las sustancias.	5	5	5	125	Mantenimiento periódico del intercambiador -Practicar adecuadamente las técnicas de soldadura. -Selección correcta del material.
		2	Fatiga en las paredes del Intercambiador de Calor	Corrosión en el equipo.	Grietas y roturas en los componentes del equipo. Derrame de sustancia al exterior del equipo. Incendio	5	7	6	210	-Mantenimiento periódico del intercambiador. Aplicar productos anticorrosivos en áreas dañadas
		3	Roturas en los	-Mala manipulación	-Salideros y derrames	9	8	3	216	Mantenimiento o

			accesorios que componen el equipo principalmente juntas	y estado técnico de accesorios	-Incendio y explosiones					cambio de los accesorios
Tanques estáticos y dinámicos	Proceso	1	Falta de señal de nivel	Error en el control de los niveles del tanque	Derrame de petróleo que puede ocasionar incendio y explosiones Disminución del rendimiento del proceso	5	8	2	80	- Revisión periódica del a instrumentación o sensores. -Recuperar en la medida de lo posible el petróleo derramado.
		2	Falta de señal de temperatura	-Problema en los sensores de temperatura. -Falla en la caldera.	-Irregularidades suministro de vapor. -Falta de calentamiento del petróleo y es necesario recalentarlo, lo que retardaría el proceso de producción	5	3	3	45	- Revisión periódica del a instrumentación o sensores.
		3	Abertura de las válvulas de vapor	Problemas en los sensores de temperatura	Rotura del serpentín por sobrepresión Contaminación del	5	6	2	60	Verificación del sistema automático en sala de control

				Errores humanos	condensado					Mantenimiento de válvulas Limpieza del serpentín
		4	Cierre de válvulas de vapor	Problemas en los sensores de temperatura Errores humanos	Falta de calentamiento del crudo, por lo que necesita ser recalentado y esto retarda el proceso de producción	5	5	2	50	Verificación del sistema automático en sala de control Mantenimiento de válvulas
	Diseño	1	Fugas o derrames de sustancias	Corrosión del fondo, tapa y el borde de los tanques	Altas concentraciones de gas en la atmósfera (H <sub>2</sub> S) Pérdidas de sustancias Disminución de rendimiento y eficiencia del proceso	8	9	2	144	Revisión continua de las áreas donde se encuentran ubicados los tanques Acondicionar área y comprobar sistema contra incendio de los tanques incluyendo las alarmas

Sistema de bombas	Proceso	1	Falta de señal de arranque	Mal funcionamiento del suich	Fallo en la arrancada de la bomba	3	3	3	27	-Revisión periódica del a instrumentación o sensores.
		2	Cavitación de la bomba Booster.	Problema en el funcionamiento de las válvulas neumáticas del bypass.	Parada del proceso en el Oleoducto Varadero-Matanzas. Rotura de la bomba por cavitación.	5	3	3	45	-Revisión periódica del a instrumentación o sensores. -Mantenimiento periódico de bombas y válvulas.
		3	Parada	Rotura de los motores eléctricos. Fallo de energía o de los impelentes.	No hay caudal y bajaría la eficiencia del proceso.	4	3	4	48	Revisión eléctrica y mecánica. Mantenimiento de los motores frecuentemente.
	Diseño	1	Fuga por empaquetadura	Deterioro del sello. Deterioro por corrosión.	Incendio y explosiones. Pérdida de producto. Afectación del rendimiento.	3	8	8	192	Parar y aislar Reparar el sello Mantenimiento sistemático
		2	Fallo en los	Mal estado técnico	Salidero de aceite	4	4	5	80	Mantenimiento

			retenedores.	de los retenedores	empleado para la lubricación de las bombas					sistemático
Área de calderas	Proceso	1	Fallo en válvula de seguridad	Falta de inspección en el sistema de control Deterioro mecánico o por corrosión	Exceso de presión Explosiones	5	8	4	160	Inspecciones continuas en el sistema de control a esa área
		2	Aumento en el nivel de agua	Fallo en los sensores o registradores de nivel	Exceso de presiones Explosiones	6	8	4	196	Mantenimiento e inspección a los sensores de nivel
		3	Disminución del nivel de agua	Problemas en la bomba de alimentación	Recalentamiento de los tubos Explosiones	6	8	4	196	Mantenimiento a las bombas e inspecciones al sistema de control
	Diseño	1	Derrames y salideros de agua de alimentación	Mal estado técnico por problemas mecánicos o por corrosión	Deterioro de las calderas	7	5	5	175	Adecuado tratamiento anticorrosivo Continuas revisiones al área de calderas

Estos fallos se producen por diversas causas que de alguna forma afectan el proceso de tratamiento termoquímico y venta del crudo.

El principal problema de afectación a la planta, es el deterioro por el avanzado nivel de corrosión. Los tanques (estáticos y dinámicos) no tienen recubrimientos efectivos de esta manera la corrosión de las sustancias que se utilizan debilitan el material, presentando rajaduras o grietas en su fondo y agujeros en el techo o los bordes que ocasionan fugas incontroladas de los gases y derrames de sustancias. Las tuberías, equipos y accesorios también son afectados por la corrosión trayendo como consecuencia desgaste del material o la soldadura (mal estado técnico), roturas, salideros y derrames. Esta causa es un eslabón principal ya que a partir de ella se pueden originar otras series de causas.

Los errores humanos en las acciones a tomar dentro del funcionamiento de la planta es otra de las causas frecuentes de los diferentes modos de fallos, entiéndase por error humano a el incumplimiento de reglas y normas establecidas, además de la mala manipulación de equipos y accesorios que contribuyen a su deterioro, produciéndose roturas, derrames, incendios, explosiones y escapes de gases.

La instalación cuenta con un sistema automatizado que requiere de un estricto control para el desarrollo de las operaciones en el proceso. En los Bancos de Intercambiadores de Calor es importante el control de las válvulas (que no estén atascadas y que se encuentren funcionando correctamente) pues de existir problemas en los sensores de temperatura y presión, ya sea por afectaciones en el bombeo de crudo o su temperatura de salida del intercambiador o con la presión de entrada y salida del vapor, el controlador se retarda en emitir la respuesta, haciéndose necesario proceder a otras técnicas de trabajo como el cierre o abertura de forma manual de las válvulas de suministro de crudo y vapor. De acuerdo con la acción que se realice puede provocarse roturas de los tubos por sobrepresión de vapor y falta de calentamiento del petróleo crudo para su cumplimiento con el valor de la temperatura requerida en la etapa.

En los tanques también existen aspectos importantes de control como: el nivel, bombeo hacia ellos y el adecuado funcionamiento de los sensores y válvulas. En el bombeo del crudo hacia los tanques es necesario el control de la regulación de la frecuencia del mismo teniendo en cuenta el nivel que presenta el tanque ya que si el nivel al que se encuentre el crudo disminuye por debajo del nivel mínimo se activan las alarmas y se

detiene el bombeo, de no detenerse se procede a parar de forma manual; o si llega al máximo nivel requerido la alarma accionara de igual manera, pero el personal encargado revisará para ver si es necesario desviar el flujo. Además, el adecuado control del funcionamiento de los sensores fundamentalmente los de presión para cuando exceda la misma se proceda a detener el bombeo.

El área de las calderas requiere primordial atención, ellas son una parte importantísima para el proceso ya que suministran el vapor necesario para el desarrollo de las operaciones en la mayoría de los equipos. La manipulación adecuada y correcta inspección de la válvula de seguridad evitaría que se produzca una explosión por excesivas presiones y esta a su vez puede ser originada por un aumento del nivel de agua de alimentación. Esta agua de alimentación requiere de un adecuado tratamiento para el funcionamiento de las calderas evitando la formación de incrustaciones y el recalentamiento de los tubos que de igual manera se hace necesario la inspección al sistema de control para supervisar el nivel de agua al mismo, pues podría existir algún problema en la bomba de alimentación que provocaría el bajo nivel de agua.

La ocurrencia de todos estos factores propicia el desencadenamiento de una serie de medidas para corregir y prevenir las causas de los modos de fallos que se presentan en la planta, esto se desarrollará de acuerdo al valor del Índice de Prioridad de Riesgo (IPR) corrigiendo los fallos con sus correspondientes medidas a los que presenten un valor mayor de 100. Los modos de fallos que tienen un IPR menor que 100 en el caso de esta instalación también se procederá a su intervención, pues las mejoras son fáciles de aplicar y se resolverían todas aquellas deficiencias que afectan en sentido general al proceso. Llevando a cabo el cumplimiento de todas las medidas se puede minimizar la ocurrencia de accidentes tecnológicos capaces de afectar a los trabajadores, la planta, la comunidad vecina a la misma y el medio ambiente acompañado de un análisis de la viabilidad técnico económica para elevar la seguridad y eficiencia del proceso de producción.

### **3.5- Medidas recomendadas para aplicar en la prevención de riesgos de la planta.**

De acuerdo con el estudio realizado hasta ahora se recomendarán a continuación una serie de medidas generales que se pueden adoptar en la planta para una mejor gestión de los riesgos.

1. Es necesario revisar y aplicar adecuadamente el plan de mantenimiento sistemático a la instrumentación, sensores, y equipos y accesorios

El mantenimiento sistemático puede incluir: reparaciones, limpieza para la eliminación de incrustaciones entre otros tratamientos anticorrosivos.

2. Garantizar la sistematicidad de capacitación de los trabajadores en cuanto a la correcta manipulación de equipos y accesorios, el cumplimiento de reglas y normas establecidas como el adecuado uso de los aditamentos de trabajo y cumplimiento del Control Analítico de las sustancias.
3. Comprobar el correcto funcionamiento del sistema automático de control, alarma y seguridad.
4. Garantizar que los tanques cuenten con el sistema de agua contra incendio
5. Limitar y controlar las áreas donde se puedan fumar
6. Realizar las inspecciones sistemáticas al área de las calderas y asegurar la correcta calidad del agua de alimentación con sus tratamientos anticorrosivos.
7. Asegurar que el Plan de Emergencia recoja todas las acciones a desarrollar en caso de que se produzca un accidente al igual que las medidas que requieren para mitigar sus efectos.



## **Conclusiones**

1. Se evaluaron los modos y efectos de las fallas en el procesamiento de petróleo crudo obteniéndose como principales causas errores humanos y el deterioro de los equipos por corrosión debido a falta de mantenimiento.
2. Se caracterizaron los principales equipos involucrados en el proceso como intercambiadores de calor, bombas y tanques de almacenamiento por ser los más propensos a presentar fallas.
3. Se analizaron todas las sustancias que participan en el proceso resultando la más peligrosa para la salud, el sulfuro de hidrógeno.
4. Se analizaron los accidentes derrames y/o averías de los últimos 5 años obteniendo que los más frecuentes son los derrames.
5. Se plantearon una serie de medidas para reducir la ocurrencia de fallas como el mantenimiento sistemático de equipos, instrumentos y accesorios así como inspecciones periódicas y capacitación del personal.

## **Recomendaciones**

- Realizar un estudio profundo que permita determinar las áreas de atmósfera peligrosas que se forman por accidentes químicos.
- De acuerdo a las características de la instalación y los riesgos que presentan para la comunidad, los trabajadores y pobladores cercanos al lugar y el medio ambiente es recomendable hacer un análisis de riesgos por un grupo debidamente capacitado que determinen las medidas organizativas y técnicas que resulten necesarias.
- Continuar con la realización de proyectos de recuperación de gases.

## Bibliografía

1. (GUIAR), G. d. (2008). Universidad de Zaragoza" María de Luna, Departamento de Química Analítica.
2. Aboud, A. (2008). *Planning of petrochemical industry under environmental risk and safety consideration*. Tesis en opción al grado de Máster de Ciencias Aplicadas en Ingeniería Química, Universidad de Waterloo, Waterloo, Otario, Canadá.
3. Aggour, H. A.-A. (2003). *Petroleum and gas field processing*. (M. D. Inc., Ed.) Basel, U.S.A, New York. <http://www.dekker.com>
4. Alavedra, J. A. (2001). *Gestión de una emergencia/ incidencia ambiental en la industria: Análisis de riesgos ambientales y aplicación al diseño de instalaciones industriales*.
5. Ardanuy, T. P., & Lapeña, A. C. (1992). Probabilistic Risk Analysis: "Fault Tree Analysis". *Nota Técnica de Prevención*.
6. Belloví, M. B. (1991). *NTP 328: Event tree risk analysis*. Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el trabajo. España: Centro Nacional de Condiciones de Trabajo.
7. Belloví, M. B., Ramos, R. M., & París, C. M. (2004). *NTP 679: Failure Mode and Effect Analysis (FMEA)*. Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el trabajo. España: SEAT S.A.
8. Blanco, P. C. (2010). *El petróleo. Historia y refino [ Proyecto de fin de carrera]*. Universidad de Zaragoza, Ingeniería Química, Zaragoza.
9. Bosch, R. (2020). Failure Mode and Effects Analysis (FMEA). En R. Bosch, *Quality Management in the Bosch Group* (pág. 40). Retrieved 6 de Junio de 2020.
10. Casal, J. (1999). *Métodos de evaluación de riegos en la industria Química* .
11. Casal, J. e. (2001). *Análisis del Riesgo en Instalaciones Industriales*. Bogotá, Colombia: Alfaomega S.A.
12. Civil, D. G. (1994). *Guía Técnica. Métodos cualitativa para el análisis de riesgo*. Madrid, España. <http://www.proteccioncivil.es.com>
13. EALDE. (28 de julio de 2020). Proyectos petroleros: 6 etapas para su ejecución. 1-9. Retrieved 10 de agosto de 2022, from Proyectos petroleros: 6 etapas para su ejecución.: <https://www.ealde.es/proyectos-petroleros-etapas-ejecucion/>
14. Figallo, A. V. (2020). *Clave para la gestión de riesgos*. Universidad de San Martín de Porres.
15. ForesightCuba. (25 de Octubre de 2019). [foresightcuba.com](http://foresightcuba.com)

16. Gracia, J. (2001). *Manual de Seguridad Industrial en Plantas Químicas y Petroleras*. Madrid.
17. Herrera, J. E. (2016). *Evaluación de los riesgos de accidentes graves en los procesos auxiliares y de producción de aceites básicos de la refinería "Sergio Soto Valdés" de Cabaiguán*. Tesis, Universidad Central "MARTA Abreu" de Las Villas, Departamento de Ingeniería Química, Santa Clara.
18. ICCT, T. I. (2011). *Introducción a la refinación del petróleo y producción de gasolina y diésel con contenido ultra bajo de azufre*. The International Council on Clean Transportation. [www.mathproin.com](http://www.mathproin.com)
19. Kardell, L., & Loof, M. (2014). *QRA with respect to domino effects and property damage*.
20. Kidam, K. H. (2013). *Analysis of equipment failures as contributors to chemical process accidents. Process Safety and Environmental*.  
<http://doi/10.1016/j.psep.2012.02.001>
21. Kraus, R. S. (1998). Petróleo y gas natural. En *Enciclopedia de salud y seguridad en el trabajo* (Vol. III, pág. 33).
22. Kraus, R. S. (1998). Petróleo: Prospección y perforación. En R. S. Kraus, *Enciclopedia de salud y seguridad en el trabajo* (Vol. III, pág. 15). Retrieved 29 de abril de 2022.
23. L.Y. González Sáez, G. A. (Diciembre de 2017). Análisis histórico de accidentes en una planta procesadora de petróleo crudo. *Industrias Químicas*.
24. Linares, A. D. (2013). *Análisis de riesgo en el área de almacenamiento de gas licuado del petróleo en la Empresa Comercializadora de Combustible de Matanzas( ECCM)*. Tesis presentada en opción al Título de Ingeniero Químico, Universidad de Matanzas, Departamento de Química e Ingeniería Química, Matanzas.
25. Loyza, P. A. (2016). *Tratamiento químico del petróleo crudo que se transporta a través del Oleoducto Norperuano*[ Monografía de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Química e Ingeniería Química, Escuela Académico Profesional de Ingeniería Química.]. Lima, Perú.  
<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>
26. Nolan, D. P. (2011). *Handbook of Fire and Explosion Protection Engineering Principles for Oil, Gas and Related Facilities* (2nd ed.). Kindlington: Gulf Professional Publishing in an imprint of Elsevier.
27. Orozco, J. L. (2015). *Guía para la caracterización de las sustancias*. Universidad de Matanzas, Departamento de Química e Ingeniería Química, Matanzas.
28. Otero, J. R., Arcique, R. T., & Jiménez, D. M. (2010). Failure mode and effects and criticality analysis for maintenance planning using risk and safety criteria. *Ciencia y Tecnología*, 25, 15 -26.

29. PNUMA/IPCS. (1999). *Evaluación de Riesgos Químicos. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente.*
30. ROTH. (2015). *Ficha de datos de seguridad de la nafta.*
31. Saeed, M. A.-H. (13 de January de 2020). Review of Common Failures in Heat Exchangers- Part I: Mechanical and Elevated Temperature Failures. (C. A. Richard Clegg, Ed.) *Engineering Failure Analysis*, 14.  
<https://doi.org/http://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.104369>
32. Salager, S. M. (2004). *Deshidratación de crudo- Principio y tecnología.* Universidad de los Andes, Facultad de ingeniería: Lab. Formulación, Interfase, Reología y Procesos. Mérida, Venezuela: Laboratorio FIRP.
33. Sanatamaría, R. y. (1994). *Análisis y reducción de riesgos en la industria química.* Madrid, Fundación Mapfre.
34. Santana, J. A., & Orozco, J. L. (Diciembre de 2019). Evaluación de peligro mediante el Índice de Fuego y Explosiones. *Industria Químicas*, págs. 62-66.
35. Torok, Z. (2010). *Quantitative and Qualitative Risk Analysis in the Chemical Industry.* Faculty of Engineering Environmental Sciences and Babes Bol Yai University, Cluj-Napoca.
36. Urpí, J. L. (2011). *Tecnología y margen de refino del petróleo.* Madrid, España: Díaz de Santos S.A.
37. Vargas, R. (2020). *Economía UNAM. 18.* <https://doi.org/10.22201>
38. Villacourt, M. (1992). *Failure Mode and Effects Analysis (FMEA): A Guide For Continuous Improvement Semiconductor Equipment Industry.* Technology Transfer. International SEMATECH.
39. Wells, G. (2003). *Major Hazards and their management .* Houston Texas : Company Houston Texas.
40. Zaranejad, O. A. (2016). *Fire and explosion risk assessment in a Chemical Company by the application of Dow fire and explosion index (Vol. 4).*

# Anexos

## Anexo 1: Productos básicos del petróleo crudo

Producto	Definición	Tipo	Uso
<b>Gas LP</b>	La mezcla de propano y butano comprimido y licuado. Proviene, ya sea de líquidos del gas natural y gasolina natural, o de los procesos de refinación de crudo.	Combustible	Doméstico Industrial
<b>Gasolvente</b>	Solvente alifático incoloro, de olor a petróleo, que se obtiene de la destilación del petróleo crudo, de los cortes ligeros de la nafta; de acuerdo a sus especificaciones el 50 por ciento de su volumen debe destilar a 100° Como máximo, el 90 por ciento a 120° C y la temperatura final de destilación no debe ser mayor a 140° C. Insoluble en agua.	Solvente	Industrial
<b>Gasolinas</b>	En su forma comercial es una mezcla volátil de hidrocarburos líquidos, con pequeñas cantidades de aditivos, apropiada para usarse como combustible en motores de combustión interna con ignición por chispa eléctrica, con un rango de destilación de, aproximadamente, 27 a 225 °C.	Combustible	Automotriz
<b>Gas Nafta</b>	Solvente alifático con punto de ebullición relativamente elevado. En la prueba de destilación el destilado a 176° C debe ser como mínimo el 50 por ciento del volumen, a 190° C el 90 por ciento mínimo y la temperatura final de ebullición 210° C como máximo; debe tener un punto de inflamación relativamente alto (38° C como mínimo), libre de color y olor.	Solvente	Industrial
<b>Turbosina</b>	Combustible para avión. Destilado del petróleo similar a la querosina. Líquido claro, olor a aceite combustible, insoluble en agua. Conocido también con los nombres de jet fuel y combustible de reactor.	Combustible especial	Aviación
<b>Kerosina</b>	Segundo corte o fracción de la destilación del petróleo crudo (el primero es la nafta o gasolina); su color, contenido de azufre y características de ignición varían según las propiedades del crudo que provienen. Su peso específico está dentro de un rango de 0.80 a 0.83 y su punto de ignición de 66° C a 80° C.	Combustible	Doméstico Industrial
<b>Diesel</b>	Combustible derivado de la destilación atmosférica del petróleo crudo. Se obtiene de una mezcla compleja de hidrocarburos parafínicos, olefínicos, nafténicos y aromáticos, mediante el procesamiento del petróleo. Es un líquido insoluble en agua, de olor a petróleo.	Combustible	Automotriz
<b>Emulsiones</b>	Mezcla amorfa de hidrocarburos, de color negro brillante, muy impermeable que, generalmente con cal o arena.	Asfaltos	Pavimentación e Impermeabilización

## Anexo 2: Principales refinерías de Cuba

### La Refinería Níco López:

Construida en los años 50, los terrenos de Regla en la Habana y confiscada Shell en el 1960. Redujo su producción desde 3,8 millones de toneladas a 1,1 millones de toneladas en el año 2000, aunque con ligera recuperación hasta 1,4 millones posterior a este año.



La Refinería Níco López via Google Maps

### La Refinería Hermanos Díaz:

Esta refinерía se encuentra en Santiago de Cuba, inaugurada en 1957 y confiscada a Texaco. La capacidad de esta refinерía es de 30 000 barriles diarios. El acuerdo firmado entre los estados de Cuba y Venezuela el día 22 de Diciembre del 2007 estipula que el estudio de factibilidad para la modernización de la refinерía para ampliar su capacidad a 50 000 barriles diarios con una inversión de 314 millones de dólares debía estar preparado en los 6 meses posteriores a la firma del acuerdo. La refinерía extendió su capacidad de almacenamiento hasta 150 000 barriles . La puesta en marcha estaba planificada para octubre del 2013, pero en el 2016 su capacidad de refinación era solo de 22 000 barriles diarios.

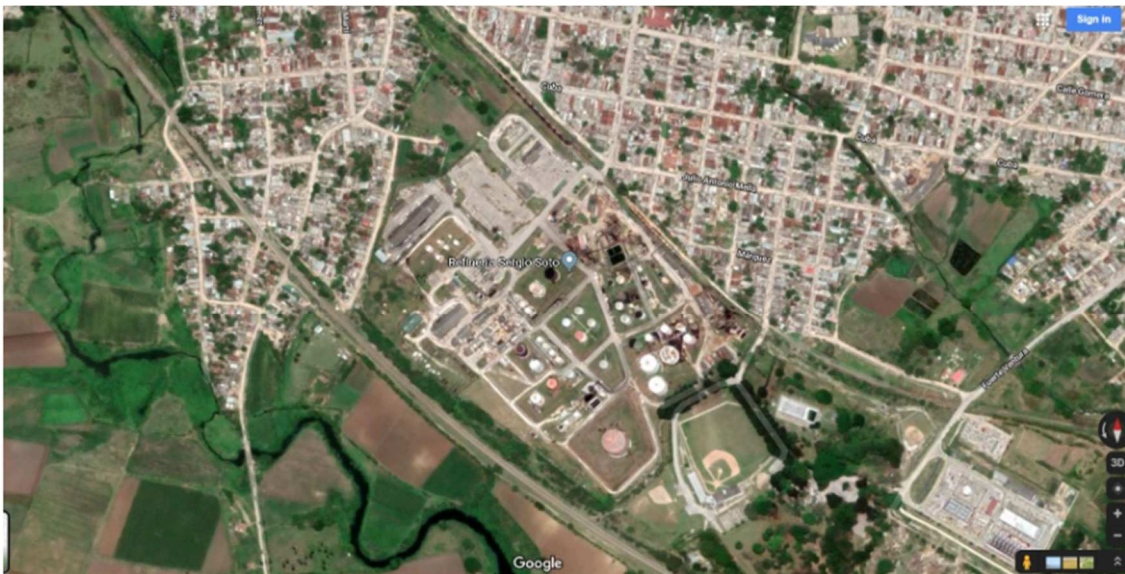


La Refinería Hermanos Díaz via Google Maps



### **La Refinería Sergio Soto:**

Esta refinería fue inaugurada en 1947 y situada en Cabaiguán. Redujo su producción desde 121 000 toneladas en 1961 a 45 000 toneladas en el 2008. La cámara petrolera venezolana declaró en el año 2008 que se construiría una quinta refinería con una capacidad de 150 barriles diarios en Matanzas, y fue confirmado por el jefe de explotación de CUPET, Jesús Tenreiro, en 2011. PDVSA estimaba que la inversión requeriría de 4329 millones de dólares y su puesta en marcha estaba prevista para diciembre del 2015.



*La Refinería Sergio Soto via Google Maps*

### **La refinería Camilo Cienfuegos:**

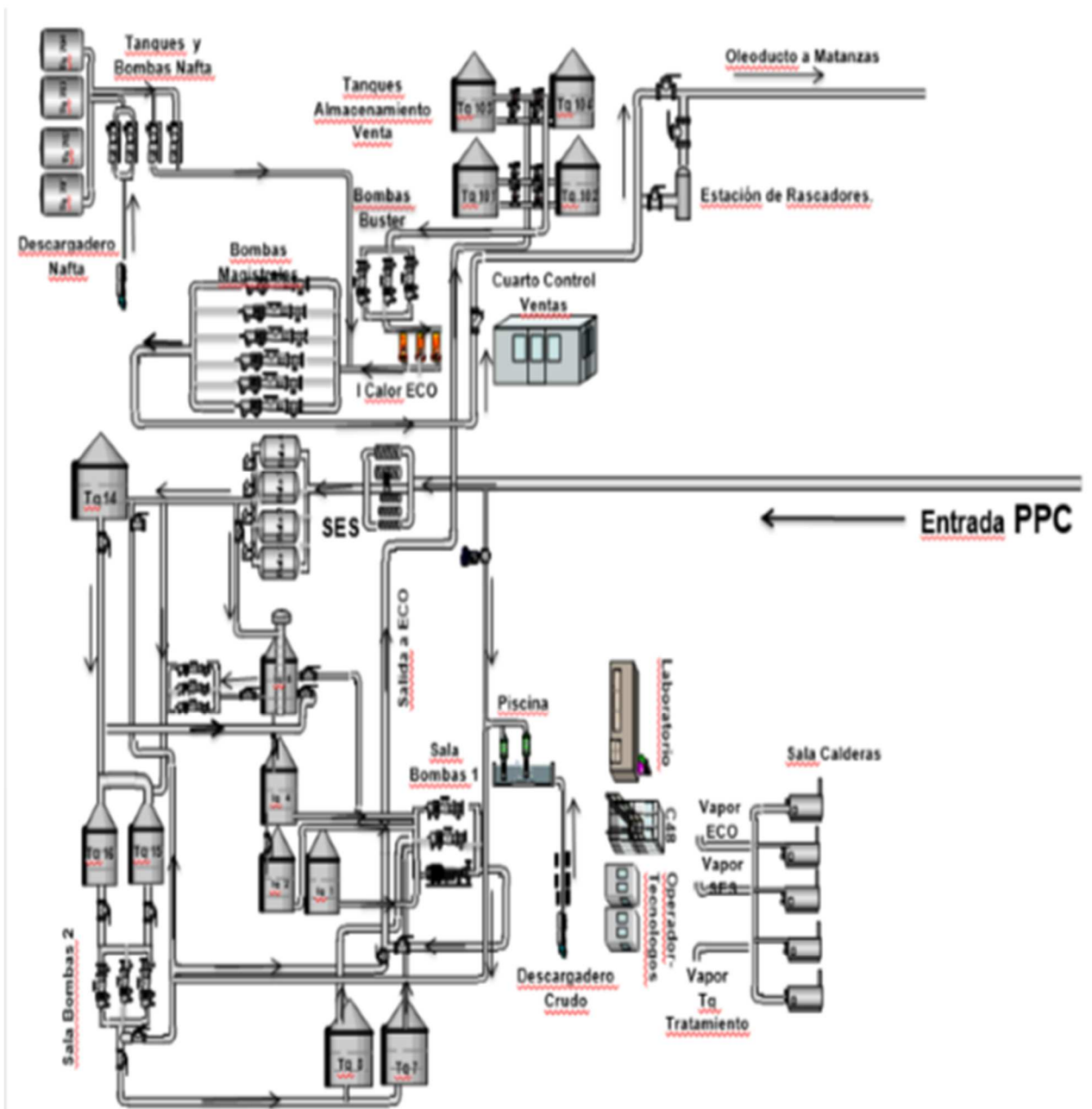
Esta refinería fue construida con tecnología de la URSS y refinó un millón de toneladas en total entre el 1991 y el 1996. Después dejó de operar y comenzó nuevamente su operación en el año 2007 después de que Venezuela aportara 136 millones de dólares para su rehabilitación (*El presupuesto inicial para este proyecto fue de 83 millones de dólares*). La empresa Mixta Cubano – Venezolana Cuenvenpetropol S.A, fue fundada para que la refinería comenzara de nuevo a funcionar. En el 2017, PDVSA le cede el 49% de acciones a Cuba y la refinería pasa a manos cubanas.



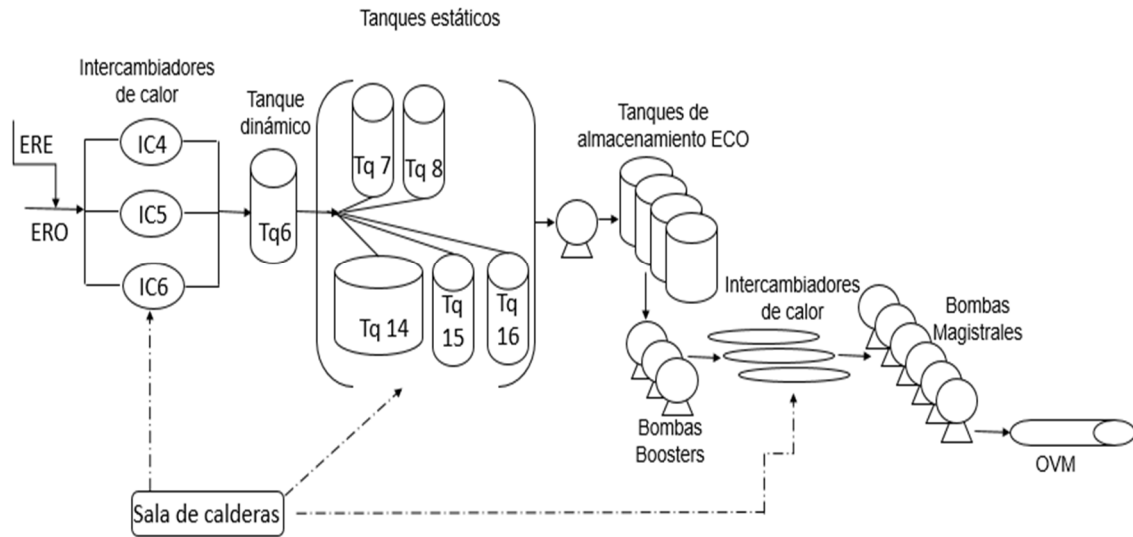
*La refinería Camilo Cienfuegos via Google Maps*



Anexo 3: Esquema de la Planta de Procesamiento de Crudo EPEP-Centro.



## Anexo 4: Diagrama de flujo del proceso de producción



## **Anexo 5a: Caracterización de petróleo crudo**

### ➤ **Identificación del producto**

- Nombre del producto: **Petróleo crudo** (Sinónimos: crudo, aceite mineral, aceite de roca)
- Fórmula química: No aplica
- Etiquetado de peligro (frases R y S), además de las etiquetas que la identifican por otros efectos.
  - Frases R: R2/R3/R5/R7/R16/R18/R22/R25/R44/R54/R55
  - Frases S: S1/S2/S3/S7/S9/S14/S21/S43/S46/S50

### ➤ **Datos físicos**

- Apariencia: Líquido viscosos de color negro
- Punto de ebullición: 550°C
- Punto de fusión: - 95°C
- Solubilidad: Insoluble en agua
- Densidad: 0.78-0.99 g/cm<sup>3</sup>
- Límite superior de inflamabilidad: mayor que 93°C
- Límite inferior de explosividad: 0.6 %
- Punto de congelación: (-)
- Temperatura de autoignición: (-)
- Coeficiente de expansión: (-)
- Temperatura de inflamación: Menos de 16°C o mayor de 93°C
- Biodegradabilidad: fácilmente biodegradable
- Corrosión: sí
- Capacidad calorífica: depende del porcentaje de azufre
- Presión de vapor: 5.0 lb/pulg<sup>2</sup> a 100°F

### ➤ **Formas de control y mitigación en casos de desastres**

- Productos o técnicas empleadas en el control y mitigación en casos de desastres
  - Medidas de lucha contra incendio

Usar extintores de espuma de alcohol, químicos secos (ABC) o de CO<sub>2</sub>. (Aplicar agua solamente como cortina para prevenir propagación)

Los bomberos deben usar equipos de protección adecuada y aparatos independientes de respiración con mascarilla completa.

- Medidas en caso de vertido accidental

Evacuar la zona, mantener distancia de la fuente, asegurar una ventilación adecuada y utilizar el equipo de protección individual obligatorio. No respirar los vapores/aerosoles. Evitar el contacto con la piel, los ojos y la ropa.

Mantener alejado del calor, de superficies calientes, chispas, llamas abiertas y cualquier otra fuente de ignición.

- Existencia del producto de control y mitigación en la entidad (especificar cantidad y capacidad de mitigación)
  - Producto de control: Agua y espuma
  - Cantidad: 2400 L de agua
  - Capacidad de mitigación: Hasta la llegada de los bomberos

➤ **Peligros para la salud**

- Concentración permisible: (-)
- Exposición permisible: (-)
- Emergencias: Primeros auxilios en el lugar, traslado al hospital más cercano para recibir atención médica.
- Partes del cuerpo que afecta: sistema respiratorio, ojos y piel
- Forma de entrada al organismo: vías respiratorias y por contacto
- Toxicidad

Toxicidad aguda	x
Irritación	x (O,P,R)
Sensibilización	x
Toxicidad por dosis repetida	-
Mutagenicidad	-
Carcinogenicidad	-
Corrosión	x
Toxicidad para la reproducción	-

➤ **Datos de reactividad**

Los destilados de petróleo pueden reaccionar de forma violenta con agentes oxidantes tales como el tetróxido de nitrógeno, percloratos, peróxidos, permanganatos, cloratos, nitratos, bromo, flúor y ácido nítrico.

Las reacciones que se producen son exotérmicas y de combustión incompleta. Se produce SO<sub>2</sub> Y CO los que resultan contaminantes con una concentración permisible de 10 y 100 ppm respectivamente.

➤ **Condiciones de almacenamiento y manipulación.**

- Nombre del producto almacenado: Petróleo crudo
- Forma del recipiente: Cilíndricos verticales
- Dimensiones del recipiente: Todos los tanques de tratamiento presentan una altura de 12 m y diámetro de 22,82 m
- Material de construcción: Acero al carbono
- Protección del recipiente (interior o exterior): Pintura impermeabilizante
- Existencia de accesorios en el recipiente:
  - Manómetros o transmisor de presión
  - Termómetros o transmisor de temperatura
- Fecha de fabricación del recipiente.

Tanques	6	8	14	15 y 16	101,102,103 y 104
Fecha de fabricación (años)	2010	2021	2008	2014	2000

- Condiciones de almacenamiento de las sustancias: Temperatura 85°C
- Cantidad de sustancia almacenada: De acuerdo con la capacidad de cada uno de los tanques:
  - Para los tanques de 5 000 m<sup>3</sup> la cantidad de sustancia almacenada es de 4200 m<sup>3</sup>
  - Para los tanques de 10 000 m<sup>3</sup> la cantidad de sustancia almacenada es de 9 800 m<sup>3</sup>
  - Para los tanques de 20 000 m<sup>3</sup> la cantidad de sustancia almacenada es de 18 500 m<sup>3</sup>
- Tipo de averías producidas en los recipientes: Roturas (rajaduras)

- Características de los alrededores del recipiente: Se encuentran dentro de un cubeto con el tamaño adecuado para que si existe algún derrame de sustancias o incendio no se esparza a otras áreas
- **Condiciones para su uso en el proceso.**
- Uso en el proceso: Tratamiento termoquímico para su posterior venta a la Empresa Comercializadora de Combustible.
- Fallos ocurridos en estos equipos al operar con estas sustancias: Salideros en las líneas de vapor producto de la corrosión.
- Material de construcción de los equipos donde es usada: Acero al carbono (excepto los intercambiadores de calor de la ECO que son de acero inoxidable)
- Material de construcción de los accesorios y las tuberías: acero al carbono
- Protección del sistema de tuberías: Algunas tuberías presentan aislamiento térmico

## Anexo 5b: Caracterización del sulfuro de hidrógeno.

### ➤ **Identificación del producto**

- Nombre del producto: **Sulfuro de Hidrógeno**
- Fórmula química: H<sub>2</sub>S
- Etiquetado de peligro (frases R y S), además de las etiquetas que la identifican por otros efectos.
- Frases R: R20/R23/R24/R26/R33/R37/R39/R45/R54/R55

### ➤ **Datos físicos**

- Apariencia: Gas incoloro, sabor dulce y olor a huevo podrido
- Punto de ebullición: - 60,33°C
- Punto de fusión: - 85,49°C
- Solubilidad:
  - Es soluble en agua (Estas disoluciones no son estables porque absorben oxígeno)
  - Soluble en metanol, acetona, carbonato de propileno, algunos glicoles y sales iónicas (AlCl<sub>3</sub>, ZnCl<sub>2</sub>, FeCl<sub>3</sub>, PCl<sub>3</sub>, SiCl<sub>4</sub> y SO<sub>2</sub>), alcanolaminas
  - Mal disolvente en sales iónicas como NaCl
- Densidad: 1,5392 g/l (0°C y 760 mm de Hg)
- Límite superior de inflamabilidad: 45%
- Límite inferior de explosividad: 4,6%
- Punto de congelación: -82,2°C
- Temperatura de autoignición: 260°C
- Coeficiente de expansión: No presenta
- Temperatura de inflamación: -82,4°C
- Biodegradabilidad: No presenta
- Corrosión:
  - El sulfuro de hidrógeno anhidro es poco corrosivo de: acero al carbón, aluminio, Inconel, Stellite y aceros inoxidable 304 y 316.
  - El sulfuro de hidrógeno en estado húmedo es muy corrosivo de: acero al carbón, cobre y latón
  - Capacidad calorífica: 34,2 J/mol K
- Presión de vapor.
  - 102,7 kPa a (- 60°C)                      4 347 kPa a (60°C)
  - 256,6 kPa a (-40°C)                      2 859 kPa a (40°C)

- 546,6 kPa a (-20°C)    1 780 kPa a (20°C)
- 1 033 kPa a (0°C)

➤ **Formas de control y mitigación en casos de desastres**

- Productos o técnicas empleadas en el control y mitigación en casos de desastres
- Medidas en caso de incendio:

Cortar el suministro, si no es posible y no existe riesgo para el entorno próximo, dejar que el incendio se extinga por sí mismo. En otros casos apagar con agua pulverizada, polvo, dióxido de carbono o agua corriente.

- Medidas en caso de fugas y derrames:

Evacuar la zona de peligro, consultar a un experto, eliminar todas las fuentes de ignición y eliminar gas con agua pulverizada.

- Existencia del producto de control y mitigación en la entidad (especificar cantidad y capacidad de mitigación)
- Producto de control: agua pulverizada, polvo o dióxido de carbono
- Cantidad: hasta que se disipe el peligro
- Capacidad de mitigación: alta

➤ **Peligros para la salud**

- Concentración permisible: 100 ppm
- Exposición permisible: 20-100 ppm
- Emergencias:
  - Intoxicación aguda: El personal médico debe portar equipo de protección adecuado.
  - En caso de:

Inhalación: mover a la víctima a un lugar bien ventilado y evaluar los signos vitales. Si no hay pulso, proporcionar rehabilitación cardiopulmonar, si no respira dar respiración artificial. Si la víctima está consciente sentarlo y mantenerlo en reposo, ya que puede ocurrir congestión pulmonar, así como convulsiones.

Ojos: Lavarlos con agua tibia asegurándose de abrir bien los párpados, por lo menos durante 15 minutos.

Piel: Quitar la ropa contaminada y lavar el área expuesta con agua y jabón



- Partes del cuerpo que afecta: Sistema nervioso central provocando parálisis de centros respiratorios, ojos, piel o cualquier otra parte del cuerpo que tenga contacto con él.
- Forma de entrada al organismo: Inhalación, oral y cutánea
- Toxicidad.

Toxicidad aguda	x
Irritación	x (O,R)
Sensibilización	x
Toxicidad por dosis repetida	x
Mutagenicidad	-
Carcinogenicidad	x
Corrosión	x
Toxicidad para la reproducción	-

➤ **Datos de reactividad**

Reacciona explosivamente con etanol y 1,2-bis(2-azidoetoxi) etano; tricloruro de nitrógeno; fulminato de plata; oxígeno; pentafluoruro de bromo; trifluoruro de cloro; triyoduro y tricloruro de nitrógeno; difluoruro de oxígeno (a temperatura ambiente) y cloruro de fenildiazonio.

Una mezcla 1:2 de este producto con oxígeno, causa que el polvo de cobre entre en incandescencia y prenda la mezcla explosiva de gases. Es incandescente en presencia de peróxido de bario, trióxido de cromo, óxido de cobre, dióxido de plomo, dióxido de manganeso, óxido de níquel, óxido de plata (I), peróxido de sodio, óxido de talio (III), flúor, hipoclorito de plomo, óxido de plomo (IV), bromato de mercurio (I), bromato de plata y al pasar por ductos de fierro oxidados. Lo mismo sucede al entrar en contacto, junto con aire, con óxido de bario, óxido de calcio u óxido de mercurio, además, existe el riesgo de explosión. Es incompatible, en general, con oxidantes, bases fuertes y metales.

➤ **Condiciones de almacenamiento y manipulación.**

No se almacena en este proceso, pero forma parte en la composición del combustible y debido a poseer un punto de ebullición tan bajo aparece en el proceso como nube de vapor.

## **Anexo 5c: Caracterización de la nafta**

### ➤ **Identificación del producto**

- Nombre del producto: **Nafta** (fracción ligera tratada con petróleo)
- Fórmula química:  $C_6H_{14}$
- Etiquetado de peligro (frases R y S), además de las etiquetas que la identifican por otros efectos.
  - Frases R: R2/R3/R5/R7/R10/R12/R20/R22/R36/R37/R38
  - Frases S: S2/S7/S9/S16/S23/S28/S29/S33/S36/S61/S62

### ➤ **Datos físicos**

- Apariencia: Líquido incoloro y transparente con olor característico al solvente del hidrocarburo
- Punto de ebullición: 65 a 69°C
- Punto de fusión: - 95°C
- Solubilidad: poco soluble en agua, soluble en alcohol, éter, cloroformo y benceno.
- Densidad:
  - Líquido: 0,67 g/cm<sup>3</sup> a 20°C
  - Vapores: 2,8 g/cm<sup>3</sup>
- Límite superior de inflamabilidad: 7%
- Límite inferior de explosividad: 1%
- Punto de congelación: No presenta
- Temperatura de autoignición: 260°C
- Coeficiente de expansión: No se expande
- Temperatura de inflamación: - 9°C
- Biodegradabilidad: con agua corriente
- Corrosión: Altamente corrosivo
- Capacidad calorífica: 11 200 kcal/kg
- Presión de vapor: 6 kPa (a 45 mm de Hg)

### ➤ **Formas de control y mitigación en casos de desastres**

- Productos o técnicas empleadas en el control y mitigación en casos de desastres
  - Medidas de lucha contra incendio

Aplicar niebla de agua o agua pulverizada para enfriar las superficies expuestas al fuego (por ejemplo: contenedores) y para proteger al personal. Únicamente personal entrenado en lucha contra incendios deberá utilizar las mangueras contra incendios. Para el personal que combate el incendio y expuesto a gases y altas temperaturas se precisa protección respiratoria y ocular, guantes y trajes resistentes al calor.

- Medidas en caso de vertido accidental

#### Precauciones personales

Evitar contactos con la piel y los ojos. Eliminar las fuentes de ignición y asegurar una ventilación suficiente. El producto puede dañar el asfalto y hacer las superficies resbaladizas. Evacuar todo el personal innecesario. Allí donde la ventilación sea inadecuada llevar aparatos de respiración.

#### Precauciones medioambientales:

Derrames sobre terreno: Eliminar las fuentes de ignición, advertir a los habitantes del lado hacia el que sopla el viento sobre el peligro de incendio/ explosión. Cortar la fuente si es posible. Evitar el acceso a drenajes, letrinas, vías fluviales y al subsuelo. Los vapores de gasolina son más pesados que el aire y se acumulan en drenajes, arroyos etc. Informar a las autoridades sobre contaminaciones del suelo y la vegetación. Tomar medidas para minimizar la contaminación de aguas subterráneas.

Derrames sobre el agua: Eliminar las fuentes de ignición. Avisar a las autoridades del puerto. No confinarse en la zona del escape. Retirar (el producto) de la superficie mediante recogedores de superficie o con absorbentes adecuados.

Procedimientos de descontaminación: Emplear material absorbente. Almacenar y eliminar el residuo de acuerdo con la reglamentación al respecto.

- Existencia del producto de control y mitigación en la entidad (especificar cantidad y capacidad de mitigación)
- Producto de control: Espuma, polvo seco, polvo polivalente ABC, dióxido de carbono.
- Cantidad: Hasta que se haya disipado el peligro.
- Capacidad de mitigación: Alta.

#### ➤ Peligros para la salud

- Concentración permisible: 2 000 mg/m<sup>3</sup>
- Exposición permisible: 500 ppm
- Emergencias:

Ojos: Lavar los ojos inmediatamente con agua durante 15 minutos. Buscar ayuda médica en caso que se produzcan efectos adversos a los ojos.

Piel: Lavar la piel inmediatamente con agua durante 15 minutos. No utilizar disolventes o diluyentes, retirar inmediatamente las prendas contaminadas a un área segura debido al peligro de incendio, asegurarse de eliminar la contaminación y obtener ayuda médica en caso de que persista la irritación.

Inhalación: Si la inhalación de gases irrita la nariz, la garganta o causa tos, salir al aire fresco, obtener ayuda médica. Si es preciso, administrar respiración artificial (boca a boca) o aplicar oxígeno.

Ingestión: No provocar vómitos debido al peligro de aspiración, lavar la boca con agua. Buscar ayuda médica inmediatamente Administrar agua o leche (1/2 litros) para beber.

- Partes del cuerpo que afecta: piel, ojos y cualquier otra parte que tenga contacto con la sustancia.
- Forma de entrada al organismo: vía oral, cutánea o por inhalación
- Toxicidad.

Toxicidad aguda	x
Irritación	x (P,O)
Sensibilización	x
Toxicidad por dosis repetida	-
Mutagenicidad	-
Carcinogenicidad	-
Corrosión	x
Toxicidad para la reproducción	-

➤ **Datos de reactividad**

Incompatibilidad con otros materiales: Evitar contacto con agentes oxidantes fuertes: cloratos, nitratos y peróxidos

➤ **Condiciones de almacenamiento y manipulación.**

- Forma del recipiente: Cilíndrico vertical
- Dimensiones del recipiente: Presentan un diámetro de 6,62 m y altura de 5,964 m
- Material de construcción: Acero al carbono
- Protección del recipiente (exterior): Aterramiento y muro de contención
- Existencia de accesorios en el recipiente y su localización:
  - 2 válvulas (en la entrada y salida del tanque)
  - Válvula de presión de vacío (parte de arriba del tanque)
  - 2 válvulas de emergencia (parte superior del tanque)
- Fecha de fabricación del recipiente: Año 2000
- Condiciones de almacenamiento de las sustancias: Temperatura ambiente y presión atmosférica
- Cantidad de sustancia almacenada: 190 m<sup>3</sup>
- Tipo de averías producidas: rajadura en la base del tanque, derrames, salideros por junta
- Características de los alrededores del recipiente: tanques expuestos a condiciones ambientales.

➤ **Condiciones para su uso en el proceso.**

- Uso en el proceso: Reducir viscosidad del crudo.
- Fallos ocurridos en estos equipos al operar con estas sustancias. Fallos en bombeo y salideros por tuberías
- Material de construcción de los equipos donde es usada: acero al carbono.
- Material de construcción de los accesorios y las tuberías: acero al carbono
- Protección del sistema de tuberías: no tiene.

## Anexo 6: Clasificación de las sustancias según las frases de peligro.

<u>Indicación de riesgos específicos</u>	
R1	Explosiva al secarse
R2	Riesgo de explosión por choque eléctrico, fricción, fuego u otras fuentes de ignición
R3	Riesgo extremo de explosión por choque eléctrico, fricción, fuego u otras fuentes de ignición
R4	Forma compuestos metálicos explosivos muy sensibles
R5	El calentamiento puede causar la explosión de la sustancia
R6	Explosiva en o sin contacto con el aire
R7	Puede causar incendios
R8	En contacto con material combustible, puede causar incendios
R9	Explosiva al ser mezclada con material combustible
R10	Inflamable
R11	Sumamente inflamable
R12	Extremadamente inflamable
R13	Gas licuado extremadamente inflamable
R14	Reacciona violentamente con el agua
R15	Libera gases sumamente inflamables en contacto con el agua
R16	Explosiva al mezclarse con sustancias oxidantes
R17	Espontáneamente inflamable en el aire
R18	Al usarla, puede formar una mezcla de aire-vapor inflamable-explosiva
R19	Puede formar peróxidos explosivos
R20	Dañina al ser inhalada
R21	Dañina en contacto con la piel
R22	Dañina al ser ingerida
R23	Tóxica al ser inhalada
R24	Tóxica en contacto con la piel
R25	Tóxica al ser ingerida
R26	Muy tóxica al ser inhalada
R27	Muy tóxica en contacto con la piel
R28	Muy tóxica al ser ingerida
R29	Libera gas tóxico en contacto con el agua
R30	Puede volverse sumamente inflamable al ser usada

**Continuación:**

R31	Libera gas tóxico en contacto con ácidos
R32	Libera gas muy tóxico en contacto con ácidos
R33	Peligro de efectos acumulativos
R34	Causa quemaduras
R35	Causa quemaduras graves
R36	Irrita los ojos
R37	Irrita el sistema respiratorio
R38	Irrita la piel
R39	Peligro de efectos irreversibles muy graves
R40	Posible riesgo de efectos irreversibles
R41	Riesgo de grave daño a los ojos
R42	Puede causar sensibilización al ser inhalada
R43	Puede causar sensibilización en contacto con la piel
R44	Riesgo de explosión al calentarse en un ambiente cerrado
R45	Puede causar cáncer
R46	Puede causar daño genético hereditario
R47	Puede causar defectos de nacimiento
R48	Peligro de grave daño para la salud por exposición prolongada
R49	Puede causar cáncer al ser inhalada
R50	Muy tóxica para organismos acuáticos
R51	Tóxica para organismos acuáticos
R52	Dañina para organismos acuáticos
R53	Puede causar efectos adversos de largo plazo en el ambiente acuático
R54	Tóxica para la flora
R55	Tóxica para la fauna
R56	Tóxica para los organismos del suelo
R57	Tóxica para las abejas
R58	Puede causar efectos adversos de largo plazo en el ambiente
R59	Peligrosa para la capa de ozono
R60	Puede perjudicar la fertilidad
R61	Puede causar daño fetal
R62	Posible riesgo de pérdida de fertilidad
R63	Posible riesgo de daño fetal
R64	Puede causar daño a lactantes



## Continuación:

<u>Indicaciones sobre precauciones de seguridad</u>	
S1	Manténgase cerrado
S2	Manténgase fuera del alcance de los niños
S3	Manténgase en un lugar fresco
S4	Manténgase lejos de las viviendas
S5	Manténgase el contenido en ... (líquido apropiado que debe ser especificado por el fabricante)
S6	Manténgase en ... (gas inerte que debe ser especificado por el fabricante)
S7	Manténgase el envase herméticamente cerrado
S8	Manténgase el envase seco
S9	Manténgase el envase en un lugar bien ventilado
S12	No mantener el envase sellado
S13	Manténgase lejos de alimentos, bebidas y forraje
S14	Manténgase lejos de ... (materiales incompatibles que deben ser indicados por el fabricante)
S15	Manténgase lejos del calor
S16	Manténgase lejos de fuentes de ignición - NO FUMAR
S17	Manténgase lejos de material combustible
S18	Manipúlese y ábrase el envase con cuidado
S20	No comer ni beber cuando se use
S21	No fumar cuando se use
S22	No inhalar el polvo
S23	No inhalar el gas-humo-vapor-rocío (los términos apropiados deben ser especificados por el fabricante)
S24	Evítese el contacto con la piel
S25	Evítese el contacto con los ojos
S26	En caso de haber contacto con los ojos, enjuáguese de inmediato con abundante agua y busque asistencia médica
S27	Quítese de inmediato toda la ropa contaminada
S28	Después del contacto con la piel, lavar de inmediato con abundante ... (debe ser especificado por el fabricante)
S29	No vaciar en los desagües
S30	Nunca agregar agua a este producto

## Continuación:

---

S33	Tomar medidas preventivas contra descargas estáticas
S34	Evítense golpes y fricciones
S35	Este material y su envase deben desecharse de manera segura
S36	Usar ropa protectora apropiada
S37	Usar guantes apropiados
S38	En caso de ventilación insuficiente, úsese el equipo de respiración apropiado
S39	Úsese protección para ojos y cara
S40	Para limpiar el piso y todos los objetos contaminados por este material úsese ... (debe ser especificado por el fabricante)
S41	En caso de incendios o explosiones, no inhalar el humo
S42	Durante la fumigación o rociado, usar equipo de respiración apropiado (los términos adecuados deben ser especificados por el fabricante)
S43	En caso de incendio, usar ... (indíquese en el espacio el tipo específico de equipo contra incendios. Si el agua aumenta el riesgo, hay que indicar: "Nunca usar agua")
S44	En caso de accidente o indisposición, buscar asistencia médica (mostrar la etiqueta si es posible)
S45	En caso de accidentes o indisposición, buscar asistencia médica de inmediato (mostrar la etiqueta si es posible)
S46	En caso de ingestión, buscar asistencia médica de inmediato y mostrar el envase o la etiqueta
S47	Manténgase a temperatura no mayor que ... °C (debe ser especificada por el fabricante)
S48	Manténgase humedecido con ... (material apropiado que debe ser especificado por el fabricante)
S49	Manténgase únicamente en el envase original
S50	No mezclar con ... (debe ser especificado por el fabricante)
S51	Úsese solo en áreas bien ventiladas
S52	No recomendable para ser usado en interiores
S53	Evítense la exposición - obtener instrucciones especiales antes de su uso
S54	Obtener el consentimiento de las autoridades de control de la contaminación antes de descargar en plantas de tratamiento de aguas residuales
S55	Tratar con las mejores técnicas disponibles antes de descargar en desagües o ambientes acuáticos

**Anexo 7a: Tabla de accidentes, incidentes y averías correspondientes al año 2018.**

Instalación o equipos implicados	Fecha	Hora	Evento	Productos involucrados	Causas	Lugar
Válvulas y otros accesorios	12/03	6:50 a.m	Derrame de 35 L de una cubeta de muestra	Petróleo crudo	Válvula del toma muestra ligeramente abierta por no tener tope.	Sala de Bombas Vieja
	31/10	10:00 a.m	Escape de gas	Sulfuro de hidrógeno	Mal estado técnico de del ducto a Cárdenas	Al cruzar la carretera después de salir del PPC En los tramos 225 y 226
Sistema de bombas	14/07	1:30 p.m	Derrame de gran cantidad de aceite	Aceite (lubricante)	Fallo en los retenedores de la bomba E	ECO
	11/09	1:30 p.m	Derrame de gran cantidad de aceite	Aceite (lubricante)	Fallo en los retenedores de la bomba E	ECO
Tanques	19/05	1:30 p.m	Escape de gas	Sulfuro de hidrógeno	Altas concentraciones de gas en el área	PPC en Separador Horizontal de Arrastre
	24/07	7:45 a.m	Escape de gas sobrepasando la concentración permitida (Concentración medida en ese momento: 20 ppm)	Sulfuro de hidrógeno	Condición natural de proceso de tratamiento que no admite recuperar el gas que se emana de los tanques cuando estos están recibiendo y calentándose.	Tk#7 (PPC)
	17/07	9:50 a.m	Derrame de 18 L de nafta	Nafta	Pitera en la línea de salida	Almacén de Sustancias Reductoras de Viscosidad
Sistema de	14/06	6:30 p.m	Derrame de 12 L de nafta	Nafta	Salidero por un poro en el colector de salida. Esto se	Tk # 704

tuberías y líneas					produce debido a la corrosión ya que por este lugar no circula fluido, sino se acumula.	
	17/11	12:00 p.m	Derrame de petróleo	Petróleo crudo	Mal estado de la tubería por corrosión.	Área exterior del muro de contención del Tk # 14
	1/05	11:20 a.m	Salidero de agua tratada	Agua tratada	Cierre de válvula y rotura de la tubería de flujómetros	Área de tratamiento de agua
Calderas	13/07	7:45 a.m	Disminución de la presión (Presión en el momento de la afectación: 0.2 atm)	Gas	Restricción del suministro de gas por parte de ENERGAS	Sala de calderas
Cementador	11/09	1:30 p.m	Derrame de petróleo	Petróleo crudo	Fallo mecánico en la operación de succión	PPC
Sistema de control computarizado	31/07	10:33 p.m	Parada de los equipos de cómputo, afectando el control de las operaciones que se chequean de esta manera. (Lectura del contador de la SES)	-	Corto circuito por descarga eléctrica	Pizarra del SCI

**Anexo 7b: Tabla de accidentes, incidentes y averías correspondientes al año 2019**

Instalación o equipos implicados	Fecha	Hora	Eventos	Productos involucrados	Causas	Lugar
Sistema de tuberías y líneas	6/02	7:30 a.m	Salidero de vapor en el área 5000	Vapor	Rotura de un platillo ciego	Línea de vapor de tanques 15 y 16
	18/02	10:30 a.m	Salidero de vapor	Vapor	Mal estado de la línea	Entrada del Tk # 6 de proceso.
	17/03	6:00 p.m	Parada de la operación de dosificación	Nafta y petróleo	Incorporación de petróleo a la línea de succión	Tanque 702
	12/04	8:00 a.m	Salidero de vapor	Vapor	Mal estado de la línea	Colector de la casa de bomba vieja
	5/05	12:50 a.m	Salidero en la línea de salida	Petróleo crudo	Mal estado de la línea	Tk # 7
Válvulas y otros accesorios	5/01	11:28 p.m	Obstrucción de flujo en el punto final durante una presurización en los dos sectores del oleoducto	Petróleo	La válvula del tanque que comenzaba a recibir no abrió correctamente desde el principio.	Oleoducto Varadero-Matanzas.
	7/08	9:00 a.m	Derrame de 60 litros de agua petrolizada	Agua/ Petróleo crudo	Deficiencias en el diseño, construcción o montaje de los medios u objetos de trabajo	Tk # 5 de residuales
	28/08	9:00 p.m	Avería (partidura) en la válvula del manómetro	Petróleo crudo	Alto índice de explotación y falta de un mantenimiento oportuno	Salida del oleoducto magistral
Sistema de	16/01	8:10 a.m	Rotura de la bomba dosificadora de la sustancia reductora de viscosidad.	Nafta	Mal funcionamiento	PPC
	4/05	8:00 p.m	Fallo en la arrancada de las bombas	Petróleo crudo	Mal funcionamiento de un suich	Tk # 6
	20/06	4:20	Parada del	Petróleo	Problema en el	Oleoducto

bombas		p.m	proceso en el Oleoducto Varadero-Matanzas	crudo	funcionamiento de las válvulas neumáticas del bypass de las bombas Booster	Varadero-Matanzas
	12/07	12:48 p.m	Salidero por el sello	Nafta	Mal estado de la bomba	Bomba dosificadora de nafta
Calderas	19/02	8:30 a.m	Salidero de condensado	Vapor/ agua	Mal estado de la línea	Tanque de condensado
Intercambiadores de calor	25/04	2:00 p.m	Salidero en la línea de vapor	Vapor	Mal estado de la línea	Intercambiador de calor C
Carros cisternas	3/06	9:15 p.m	Vertimiento de 1m <sup>3</sup> de petróleo	Petróleo crudo	Incumplimiento de procedimientos, normas o reglas establecidas ( No accionó la emergencia y no calzó la paila)	Descargadero de pailas de crudo
	k7/10	11:00 a.m	Derrame de 3 litros de petróleo	Petróleo crudo	Alta densidad del petróleo Deficiencias en el diseño, construcción o montaje de los medios u objetos de trabajo	Descargadero de pailas de crudo
	19/10	8:00 a.m	Vertimiento de 2 m <sup>3</sup> de crudo	Petróleo crudo	Incumplimiento de procedimientos, reglas y normas establecidas Falta de atención a la labor que se realiza	Separador de 2000
Piscina de recepción	21/10	6:30 p.m	Derrame de crudo	Petróleo crudo	Deficiencias en el diseño, construcción o montaje de los medios u objetos de trabajo	Piscina de recepción
-	2/03	6:40 p.m	Principio de incendio	Colilla de cigarro	Arrojamiento de una colilla de cigarro	Muro perimetral al lado del taller mecánico

**Anexo 7c: Tabla de accidentes, incidentes y averías correspondientes al año 2020**

Instalación o equipos involucrados	Fecha	Hora	Evento	Productos involucrados	Causas	Lugar
Flare	1/04	9:40 p.m	Apagado del flare	-	Disparo del compresor de ENERGAS	PPC
Sistema de tuberías y líneas	24/04	7:10 p.m	Avería en la línea de condensado sucio	Vapor/ agua	Alta presión de vapor Alto índice de explotación de la línea Tornillos del platillo final flojo	Área de Segunda Etapa de Separación
	5/08	3:25 p.m	Avería en línea de extracción de fondo	Petróleo crudo, agua y sedimentos	Alto índice de explotación de la línea	Al lado de la sala de calderas
	8/08	7:40 a.m	Salidero en la línea de vapor	Vapor	Alto índice de explotación de la línea	Línea de los Tk # 15 y 16
	8/08	3:20 p.m	Avería en la línea de extracción de fondo	Petróleo crudo, agua y sedimentos	Alto índice de explotación de la línea	Al lado de la sala de calderas
	11/11	10:50 a.m	Avería en la línea de extracción de fondo	Petróleo crudo, agua y sedimentos	Alto índice de explotación de la línea	Al lado de la sala de calderas
Válvulas y otros accesorios	10/05	7:50 p.m	Desborde de crudo	Petróleo crudo	Incumplimiento de procedimientos y normas establecidas (no se cerró)	Separador de 2000
Tanques	16/09	4:40 p.m	Salidero de petróleo por la junta	Petróleo crudo	Mal estado de herramientas o equipos	TK # 16
Sistema de bombas	22/10	3:17 p.m	Parada de la operación en el Oleoducto	Petróleo crudo	Aumento de presión	Bombas Booster
Separadores	14/10	5:20 p.m	Derrame de petróleo	Petróleo crudo/gas acompañante	Despegue de los directos del Tk # 7	Separadores de 2000

				del petróleo		
--	--	--	--	--------------	--	--

**Anexo 7d: Tabla de accidentes, incidentes y averías correspondientes al año 2021**

Instalación o equipos implicados	Fecha	Hora	Evento	Productos implicados	Causas	Lugar
Tanques	21/01	-	Alta presión en el separador del techo Presión llegó a 36.19 kPa- valor máximo x RT= 34.0 kPa	Petróleo crudo	No disponibilidad y prioridad de la paila	Tk # 6
	19/09	12:05 a.m	Salidero por soldadura	Petróleo crudo	Mal estado de piezas, partes u objetos	Piano superior del Tk # 8
Sistema de tuberías y líneas	5/02	9:00 a.m	Derrame de petróleo	Petróleo crudo	Alto índice de explotación y envejecimiento del ducto	Línea de salida de Tk # 6
	8/02	4:00 a.m	Derrame de petróleo	Petróleo crudo	Alto índice de explotación y envejecimiento del ducto	Muro de contención de Tk # 6
	18/02	2:00 p.m	Salidero de residuales	Residuales	Alto índice de explotación y envejecimiento del ducto	Línea de residuales de las calderas
	6/09	10:30 a.m	Salidero en la línea de extracción de fondo	Vapor/ agua	Alto índice de envejecimiento del ducto, junta y soldadura	Al lado de la sala de calderas
	21/09	3:15 a.m	Salidero de petróleo	Petróleo crudo	Alto índice de explotación y envejecimiento de la línea	Línea de entrada de Tks # 15 y 16
Válvulas y otros accesorios	11/05	11:15 p.m	Rotura de junta	Vapor	Mal estado de la junta	Línea del ramal izquierdo de vapor de Tk # 14
	16/05	12:07 p.m	Extra bajo nivel en válvula	Vapor/ agua	Sustracción de cuatro metros de cable	Sistema de calderas



			automática del desareador			
Calderas	16/05	12:07 p.m	Disparo	Vapor/ agua	Déficit de alimentación de agua en la cámara de evaporación	Sistema de calderas

**Anexo 7e: Tabla de accidentes, incidentes y averías correspondientes al año 2022**

Instalación o equipos implicados	Fecha	Hora	Eventos	Productos implicados	Causas	Lugar
Sistemas de tuberías y líneas	8/02	11:20 a.m	Derrame de petróleo	Petróleo crudo	Alto índice de explotación y envejecimiento asociado al ambiente corrosivo y desgaste de la soldadura de apoyo	Línea de bypass de Tk # 6 para Tk de 5000
Sistema de bombas	21/03	-	Salidero de aceite	Aceite	Daño de retenedores	Cámara de diésel del cárter delantero

**Anexo # 8:**

Años	2018					2019					2020					2021					2022					
Meses																										
Enero									1	1										1						
Febrero							3										2	1								
Marzo	1								1	1														1		
Abril							2							1												
Mayo		1	1				1			1									1	1						
Junio	1					1			1																	
Julio	2	1		1	1		1																			
Agosto						1				1				1	2											
Septiembre	2													1					3							
Octubre		1				3								1												
Noviembre	1														1	1										
Diciembre																										
Total	7	3	1	1	1	5	7		3	3	1	2	2		1	4		2	4	2	1		1	1		

Leyenda:

- Derrames
- Aumentos o disminuciones de presión
- Incendios
- Escape de gases
- Parada u obstrucciones
- Salideros
- Roturas