

# Suncor Energy (U.S.A.) Inc.

## Hallazgos de la investigación y acciones de respuesta

**Tipo de evento:** Refinería de Commerce City: Eventos de cierre y clima frío

**Fechas del evento:** 21 de diciembre de 2022 al 3 de enero de 2023

## Índice

Índice.....	2
Resumen ejecutivo.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Resumen de los eventos .....	4
Eventos por congelación.....	7
1.    Problemas con el compresor de gas húmedo.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
2.    Problemas con la caldera de la Planta 1 .....	7
3.    Desactivación planta de hidrógeno por incendio en la brida del intercambiador	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
4.    Desactivación de emergencia de FCC #1 .....	8
5.    Problemas con la caldera de la Planta 2 .....	8
6.    Problemas con el compresor de recuperación de gas de combustión.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
7.    Ruptura de la caja del cabezal del ventilador de aletas	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
8.    Alto nivel en el sistema de flotación de gas disuelto...	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
9.    Pérdida contenedor primario (“LOPC”) del sistema operador de llamas expuestas ....	9
10.   Rotura del tubo del ventilador de aleta.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
11.   Contrapresión alta en el cabezal de descarga de llamaradas .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Eventos por descongelamiento .....	10
12.   Drenaje de la mirilla del limpiador de diésel LOPC ...	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
13.   #2 HDS Incendio y lesiones al personal.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
14.   Válvula de alivio térmico del intercambiador LOPC .....	11
Eventos de cierres .....	11
15.   Fuego en el alcantarillado del agua del limpiador de diésel.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
16.   API media por encima de la capacidad de salida .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
17.   Alarma del sensor de H <sub>2</sub> S activada en SRU.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
18.   Restricción de alcantarillado de petróleo crudo .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
19.   Petróleo en el sistema de tratamiento de agua.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Lecciones aprendidas .....	12
Acciones de respuesta.....	12



## Resumen ejecutivo

A partir de la tarde del 21 de diciembre de 2022, el área de Denver, Colorado, incluida Commerce City, experimentó una caída rápida de temperatura extrema y sin precedentes. La temperatura bajó de aproximadamente 50 grados Fahrenheit (“°F”) en la tarde del 21 de diciembre de 2022 a -24 °F en la mañana del 22 de diciembre de 2022. Esta fue la segunda variación de temperatura más grande en dos días en la historia de Denver. La temperatura diaria promedio de -15 °F el 22 de diciembre fue el segundo día más frío en la historia de Denver y el más frío desde 1963.<sup>1</sup> En un momento, la temperatura bajó 37 °F en una hora, la mayor caída de temperatura en una hora en la historia de Denver, y la temperatura mínima de la mañana del 22 de diciembre fue sólo un grado por encima que la temperatura mínima de todos los tiempos de diciembre establecida en 1886 e igualada en 1990.<sup>2,3</sup>

Entre el 21 de diciembre de 2022 y el 23 de diciembre de 2022, la Refinería de Commerce City de Suncor Energy (U.S.A.) Inc. (“**Suncor**”) (“**Refinería de Commerce City**” o “**Refinería**”) (consulte la Figura 1) experimentó 11 eventos resultantes de la rápida caída de la temperatura ambiente a significativamente por debajo del punto de congelación (“**Eventos de congelación**”).<sup>4</sup>

La temperatura ambiente en Commerce City permaneció bajo cero hasta la mañana del 24 de diciembre de 2022. La Refinería experimentó tres eventos de seguridad de procesos cuando el equipo congelado se descongeló y liberó productos (“**Eventos de descongelación**”).

De acuerdo con el énfasis de Suncor en las prácticas operativas seguras, el 24 de diciembre de 2022, aproximadamente a las 18:00, el equipo de liderazgo de la refinería determinó que toda la instalación se cerraría y se pondría en modo seguro para permitir inspeccionar todas las unidades y reparar el equipo dañado.

Entre el 27 de diciembre de 2022 y el 3 de enero de 2023, la Refinería experimentó cinco eventos que ocurrieron durante las actividades de cierre (los “**Eventos de Cierre**” y junto con los Eventos de Congelación y Descongelación, colectivamente los “**Eventos**”).

Los eventos se distribuyeron geográficamente en una parte sustancial de la refinería de casi 230 acres y afectaron a las 13 unidades de procesamiento principales de la instalación en las tres plantas operativas. Múltiples eventos requirieron respuesta en el lugar por parte del Equipo de Respuesta a Emergencias de Suncor, incluido el Departamento de Bomberos en el lugar. La respuesta diligente de las operaciones de la Refinería y otro personal de Suncor mitigó los impactos potenciales de estos eventos únicos de clima frío.

Inmediatamente después de los Eventos, hasta abril de 2023, Suncor llevó a cabo un extenso proceso de reparación y reinicio. Los elementos que se rompieron físicamente por los eventos de clima frío extremo se repararon o reemplazaron, según corresponda, para garantizar

---

<sup>1</sup> Denver Post. <https://www.denverpost.com/2022/12/23/denver-weather-second-coldest-day-history/>

<sup>2</sup> CNN. <https://www.cnn.com/2022/12/22/weather/christmas-arctic-winter-storm-thursday/index.html>

<sup>3</sup> National Weather Service. <https://www.weather.gov/media/bou/December2022Climate.pdf>

<sup>4</sup> La refinería de Commerce City comprende dos refinerías y tres plantas operativas.

un reinicio seguro, conforme y confiable. Se gastaron más de \$97 millones en el proceso de reparación y reinicio; y la Refinería se reinició con éxito y seguridad a principios de abril de 2023.

Como se describió anteriormente, se determinó que los eventos caían en una de tres categorías: (1) Eventos de congelación, que estaban directamente relacionados con la rápida caída de la temperatura del 21 al 22 de diciembre; (2) Eventos de deshielo, que estuvieron relacionados con el deshielo de líneas congeladas rotas y pérdidas de contención primaria a medida que aumentaba la temperatura; y (3) Eventos de Cierre, que ocurrieron durante las actividades de cierre.

Este informe (a) revisa cada uno de estos Eventos; (b) identifica la causa contrafáctica y los factores contribuyentes para cada evento; (c) identifica áreas temáticas de aprendizaje; e (d) identifica las acciones de respuesta que Suncor ha tomado y planea tomar.



*Figura 1. Mirando al suroeste hacia la Refinería de Commerce City, Planta 3 (L), Planta 2 (C) y Planta 1 (R) con Brighton Blvd (Colorado State Highway 265) que divide las Plantas 1 y 2.*

En este informe, “causa” es el factor causal sin el cual no habría ocurrido un evento. Los “factores contribuyentes” son los factores clave que resultaron de la causa y contribuyeron al resultado final. Al identificar los factores contribuyentes, no siempre se puede establecer certeza fáctica y ciertos factores se identificaron basándose en inferencias o hipótesis.

## **Resumen de los eventos**

El 24 de diciembre de 2022, aproximadamente a las 18:00, el equipo de liderazgo de la Refinería de Commerce City decidió apagar todas las unidades operativas de la Refinería en modo seguro por un tiempo prolongado.

Antes de los Eventos, la temperatura ambiente en Commerce City, Colorado, bajó rápidamente a partir de la tarde del 21 de diciembre de 2022. La temperatura bajó de aproximadamente 50 “°F” (10 grados Celsius (“°C”)) en la tarde del 21 de diciembre de 2022, a -22 °F (-30 °C) en la mañana del 22 de diciembre de 2022. La temperatura ambiente en Commerce City, Colorado, permaneció bajo cero hasta la mañana del 24 de diciembre de 2022.

En este documento se aborda cada uno de los 19 Eventos distintos que ocurrieron en la Refinería desde el 21 de diciembre de 2022 hasta el 3 de enero de 2023. Estos eventos se distribuyeron geográficamente en una parte sustancial de la refinería de casi 230 acres (93 hectáreas) y afectaron a las 13 unidades de procesamiento principales de la instalación en las tres plantas operativas. La Figura 2 a continuación muestra las ubicaciones de los Eventos.



Figura 2. Ubicación de los 19 eventos de cierre y clima frío de la refinería del 21 de diciembre de 2022 al 4 de enero de 2023.

Estos Eventos se enumeran en la Tabla 1 a continuación, que están agrupados por colores que representan lo siguiente:

- Azul/Verde: Los eventos de congelación resultantes de la congelación rápida y extrema del 21 y 22 de diciembre de 2022 y el clima bajo cero continuo el 23 de diciembre.
- Naranja: Los eventos del deshielo el 24 de diciembre de 2022.
- Púrpura: Los eventos de cierre entre el 27 de diciembre de 2022 y el 3 de enero de 2023.

La línea roja en la Tabla 1 a continuación significa la decisión del equipo de liderazgo de la Refinería de que toda la instalación se cerraría y se pondría en modo seguro para permitir inspeccionar todas las unidades y reparar el equipo dañado.

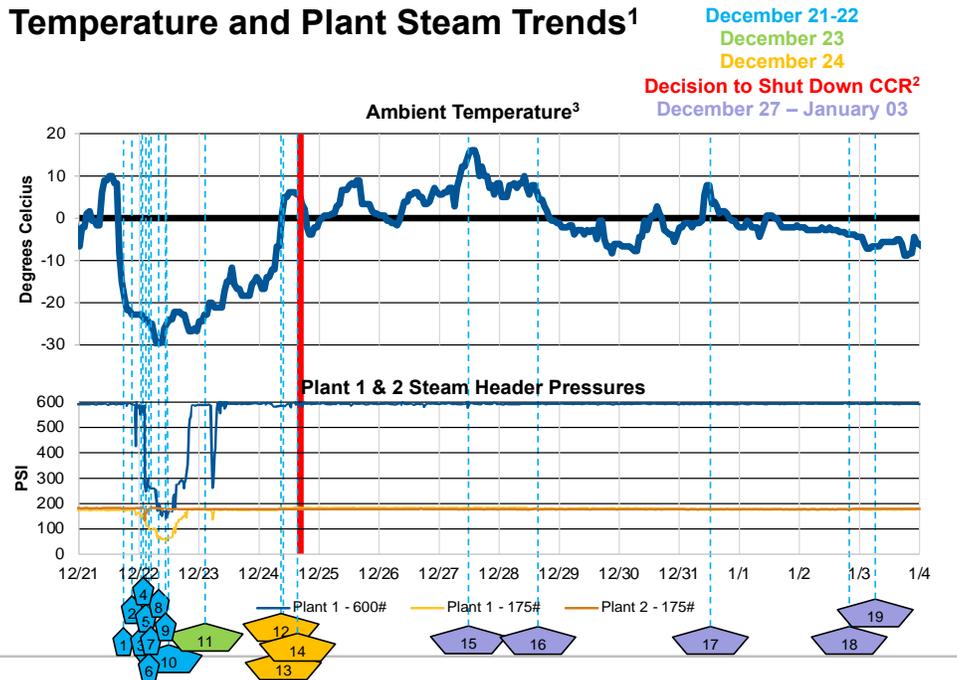
Tabla 1, Eventos de cierre y clima frío.

#	Nombre del evento	Hora	Planta #	Fecha
1	Problemas con el compresor de gas húmedo	18:53	1	Dic. 21-22
2	Problemas con la caldera de la planta 1	22:29	1	Dic. 21-22
3	Planta de hidrógeno: incendio brida del intercambiador	00:16	1	Dic. 21-22

4	#1 Apagado de emergencia de la FCC	01:31	1	Dic. 21-22
5	Problemas con la caldera de la planta 2	02:09	2	Dic. 21-22
6	Problemas compresor recuperación de gas de combustión	02:45	1	Dic. 21-22
7	Ruptura de la caja del cabezal del ventilador de aletas	03:00	1	Dic. 21-22
8	Alto nivel en el sistema de flotación de gas disuelto	08:47	1	Dic. 21-22
9	LOPC: Sistema operador de llamas expuestas	11:40	2	Dic. 21-22
10	Rotura del tubo del ventilador de aleta	12:00	1	Dic. 21-22
11	Contrapresión alta del cabezal de salida	03:00	1	Dic. 23
12	Mirilla Drenaje limpieza de diésel LOPC	09:30	2	Dic. 24
13	#2 HDS Incendio y lesiones al personal	10:40	1	Dic. 24
14	Válvula de alivio térmico del intercambiador LOPC	16:29	2	Dic. 24
15	Fuego en el alcantarillado del agua del limpiador de diésel	Dic. 27	2	Dic. 27
16	Entrada de API media encima de la capacidad de salida	Dic. 28	2	Dic. 28
17	La alarma del sensor de H <sub>2</sub> S activada en SRU	Dic. 31	2	Dic. 31
18	Restricción de alcantarillado de petróleo crudo	Ene. 02	1	Ene. 2
19	Petróleo en el sistema de tratamiento de agua	Ene. 03	1	Ene. 3

La Figura 3 muestra dos gráficos con cuatro líneas de tendencia desde el 21 de diciembre de 2022 hasta el 4 de enero de 2023. El gráfico superior muestra la temperatura ambiente experimentada en Denver, Colorado, donde opera la Refinería. El gráfico inferior ilustra la presión del cabezal de vapor en libras por pulgada cuadrada (el “psig”) tanto para la Planta 1 (y 3) como para la Planta 2. La Figura 3 también muestra los 19 eventos incluidos en este informe; consulte la Tabla 2 anterior para conocer el código de colores asociado. La línea vertical roja que se muestra en la Figura 3 indica cuando el equipo de liderazgo de la Refinería decidió cerrar todas las unidades operativas en la Refinería para los Eventos.

Figura 3., Tendencia de las temperaturas ambiente de las refinerías, tendencias del flujo de las plantas, decisión de cierre (línea roja) y 19 eventos de cierre y clima frío: del 21 de diciembre de 2022 al 4 de enero de 2023.



5

1 Times and locations are approximate as of Apr 14<sup>th</sup> 2023.  
2 Red line represents when decision was made to shut down all CCR operating units into safe mode for an extended time period.  
3 Ambient Temperatures taken from the Denver International Airport Weather Station.

## ***Eventos de congelamiento***

Estos Eventos están directamente relacionados con el rápido descenso de temperatura del 21 al 23 de diciembre. El clima frío extremo afectó significativamente los activos de generación de vapor de la Refinería (por ejemplo, las calderas), lo que luego afectó la capacidad de la Refinería para mantener calientes los equipos durante el período de clima frío. La rápida caída de la temperatura y los posteriores eventos de la caldera dieron como resultado caídas sustanciales en las presiones del cabezal de vapor de la planta, lo que planteó preocupaciones operativas inmediatas para las unidades operativas, los equipos y la protección contra el calor/congelación de los activos clave.

### **1. Problemas con el compresor de gas húmedo**

El cambio de temperatura ambiente fue la causa de dos problemas distintos con el compresor de gas húmedo de la unidad de craqueo catalítico fluido (“FCC”) #1 en la Planta 1, lo que afectó su funcionamiento y dañó sus cojinetes de empuje. Los factores contribuyentes fueron:

- i. Un instrumento de flujo aguas arriba se congeló, lo que provocó un arrastre de líquido al tambor de succión del compresor. Los sistemas de seguridad del compresor respondieron y dispararon el compresor un total de tres veces mientras las operaciones trabajaban para resolver la situación y reiniciar el compresor.
- ii. Durante la operación posterior, un instrumento de nivel congelado en el tambor de aceite de sello provocó que el aceite de sello llenara la línea de equilibrio entre las etapas del compresor, lo que provocó daños a los cojinetes de empuje del compresor..

### **2. Problemas con la caldera de la Planta 1**

El cambio de temperatura ambiente fue la causa de múltiples problemas (por ejemplo, condiciones de disparo y problemas operativos al reiniciar) con dos de las tres calderas de la Planta 1, B8 y B6, lo que resultó en la producción de menos vapor del que requería la Planta 1. Los factores contribuyentes fueron:

- i. B8 experimentó un total de ocho disparos del sistema de seguridad como resultado de la rápida caída del impacto de la temperatura en el sistema de combustible que alimenta combustible a la caldera, así como en los sistemas de aire que alimentan aire a la caldera.
- ii. Mientras trabajaban para reiniciar la caldera B8 después de los disparos, las operaciones encontraron retrasos de reinicio adicionales debido a una variedad de problemas, incluyendo:
  1. No se cumplió con la posición “permisiva” de la válvula debido a instrumentos congelados.<sup>5</sup>
  2. Las válvulas del quemador y del piloto no se volvieron a abrir cuando fue necesario debido a instrumentos congelados.

---

<sup>5</sup> Una posición "permisiva" es una condición de control, o trabado, que se utiliza para evitar que se lleven a cabo acciones hasta que se cumplan ciertos criterios.

3. No se cumplió la posición permisiva de la rejilla de aire debido a instrumentos congelados.
- iii. B6 experimentó un disparo del sistema de seguridad (relacionado con un alto flujo de aire de combustión) como resultado de la demanda inusualmente alta de producción de vapor durante los problemas de rendimiento de B8 descritos anteriormente, así como los problemas de la planta de hidrógeno que se describen a continuación en el Evento 3.
- iv. Mientras trabajaban para reiniciar la caldera B6 después del viaje, las operaciones encontraron retrasos de reinicio adicionales debido a una variedad de problemas, incluyendo:
  1. No se cumplió con la posición “permisiva” de la válvula debido a instrumentos congelados.
  2. Las válvulas del quemador y del piloto no se vuelven a abrir cuando es necesario debido a instrumentos congelados.
  3. Los motores de los ventiladores de aire no pueden reiniciarse debido a volúmenes importantes de vapor que se condensan en la turbina.

### **3. Desactivación planta de hidrógeno por incendio en la brida del intercambiador**

El cambio de temperatura ambiente fue la causa de la congelación de un medidor de flujo de vapor en la planta de hidrógeno, lo que hizo que la planta de hidrógeno se disparara y provocara la pérdida de hidrógeno de reposición en el reactor de hidrosulfuración (“HDS”) #3 en la Planta 1. Los factores que contribuyeron fueron: las operaciones iniciaron un cierre del #3HDS debido a la pérdida de hidrógeno, y un banco de intercambiador de calor en la unidad experimentó un gradiente térmico transitorio suficiente durante el cierre que resultó en una brida que liberó hidrocarburo inflamable que se encendió al liberarse. No hubo heridos al personal por este pequeño incendio.

### **4. Cierre (desactivación) de emergencia de FCC #1**

El cambio de temperatura ambiente fue la causa de que una válvula hidráulica ya no respondiera adecuadamente para mantener los niveles de catalizador en el regenerador FCC # 1 en la Planta 1. El factor que contribuyó fue que las operaciones activaron el apagado de emergencia del FCC para evitar posibles problemas de seguridad del proceso.

### **5. Problemas con la caldera de la Planta 2**

El cambio de temperatura ambiente fue la causa de múltiples problemas (por ejemplo, condiciones de disparo y problemas operativos al reiniciar) con una de las dos calderas de la Planta 2, B504, lo que resultó en la producción de menos vapor del que requería la Planta 2. Los factores contribuyentes fueron:

- i. B504 experimentó un total de dos activaciones del sistema de seguridad como resultado de la rápida caída de la temperatura en el sistema de combustible que alimenta la caldera, así como en los instrumentos de presión en la cámara de combustión.

- ii. Mientras trabajaban para reiniciar la caldera B504 después de los disparos, las operaciones encontraron retrasos de reinicio adicionales debido a una variedad de problemas, incluyendo:
  - 1. No se cumplió con la posición “permisiva” de la válvula debido a instrumentos congelados.
  - 2. Las válvulas piloto no se vuelven a abrir cuando es necesario debido a instrumentos congelados.
  - 3. No se cumplió con los permisos de presión del gas combustible debido a instrumentos congelados.
  - 4. No se cumplió con posición permisiva de la rejilla de aire debido a instrumentos congelados.

## **6. Problemas con el compresor de recuperación de gas de combustión**

El cambio de temperatura ambiente fue la causa del congelamiento del indicador de presión de succión de la segunda etapa, disparando el compresor de recuperación de gas de antorcha en la Planta 1 un total de tres veces. El compresor quedó fuera de línea después del tercer viaje, debido a los impactos operativos de otros eventos concurrentes en la planta (Eventos 3 y 7).

## **7. Ruptura de la caja del cabezal del ventilador de aletas**

El cambio de temperatura ambiente fue la causa del congelamiento del agua en un intercambiador de calor en el HDS #3 en la Planta 1, rompiendo las cajas del cabezal en cada extremo. El factor contribuyente fue que el intercambiador de calor tenía agua estancada en los tubos como resultado de las operaciones que siguieron a los procedimientos de emergencia para completar el apagado de emergencia de la unidad #3HDS luego del incendio en esa unidad descrito en el Evento 3 anterior.

## **8. Alto nivel en el sistema de flotación de gas disuelto**

El cambio de temperatura ambiente fue la causa de la congelación de un indicador de presión diferencial, lo que disparó una bomba, lo que resultó en un nivel alto temporal en el tanque de efluentes de flotación de gas disuelto en la Planta 1 mientras las operaciones trabajaban para resolver el problema y reiniciar la bomba.

## **9. Pérdida en el contenedor primario (“LOPC”) del sistema operador de llamas expuestas**

La temperatura ambiente fue la causa del congelamiento de un recipiente de drenaje en la base de la antorcha de la Planta 2. El factor que contribuyó fue la capa de hielo que se formó en el recipiente, lo que provocó que los fluidos de proceso en aerosol salieran del recipiente, y un operador quedó expuesto a la niebla del fluido de proceso mientras realizaba rondas en un tanque cercano. No hubo lesiones al personal por esta exposición.

## **10. Ruptura del tubo del ventilador de aletas**

El cambio de temperatura ambiente fue la causa de la congelación del agua en el intercambiador de calor de la unidad de gas de cola de la Planta 1, rompiendo múltiples tubos. Los factores que contribuyeron fueron que el intercambiador de calor tenía agua estancada en los tubos como resultado de la reducción de la producción de vapor debido a los problemas de la caldera descritos anteriormente, ya que se necesita vapor para impulsar el agua hacia la torre para recolectarla y alimentar este intercambiador. La línea de agua de reposición también se congeló, lo que normalmente proporciona una fuente alternativa de agua durante los problemas.

## **11. Contrapresión alta del cabezal de descarga de llamaradas**

El cambio de temperatura ambiente fue la causa de la condensación y congelación del vapor de agua en el cabezal de antorcha principal de la Planta 1, lo que resultó en una restricción parcial temporal que afectó los flujos de antorcha superiores a lo normal debido a que muchas unidades se encontraban en modos de operación anormales después de los eventos descrito arriba.

### ***Eventos por descongelamiento***

Los siguientes tres eventos están relacionados con el descongelamiento de líneas congeladas rotas y pérdidas de contención primaria a medida que aumentó la temperatura:

## **12. Drenaje de la mirilla del limpiador de diésel LOPC**

El cambio de temperatura ambiente fue la causa de la congelación de una línea de drenaje de una mirilla de nivel del tanque en la Planta 2 y la separación mecánica/desprendimiento por hielo de un acoplamiento en esta línea de drenaje. El factor contribuyente fue que cuando las condiciones ambientales volvieron a estar por encima del punto de congelación, esta línea derramó una pequeña cantidad de diésel del proceso, que fue contenido y limpiado en el sitio.

## **13. #2 HDS Incendio y lesiones al personal**

El cambio de temperatura ambiente fue la causa de la congelación de una bomba fuera de línea (incluidas sus tuberías y válvulas) en el HDS # 2 en la Planta 1, lo que provocó daños a la bomba, las tuberías, las válvulas y las juntas de las bridas. Los factores contribuyentes fueron:

- i. Cuando las condiciones ambientales volvieron a estar por encima del punto de congelación, se filtró un ligero tramo recto del proceso conectado a través de la válvula de aislamiento dañada y la junta de la brida dañada para nivelar.
- ii. Las operaciones respondieron rápidamente a la nube de vapor en desarrollo cerrando el proceso, encendiendo monitores de incendio para suprimir la nube de vapor, y estaba en el proceso de apagar un horno adyacente cuando los vapores se encendieron, hiriendo a dos operadores.

#### **14. Válvula de alivio térmico del intercambiador LOPC**

El cambio de temperatura ambiente fue la causa del congelamiento de una línea de descarga de una válvula de seguridad de presión en la Planta 2, y la separación mecánica por hielo de una unión de tuberías en esta línea. Cuando las condiciones ambientales volvieron a estar por encima del punto de congelación, esta línea derramó una pequeña cantidad de petróleo crudo del proceso, que fue contenido y limpiado en el sitio.

#### ***Eventos de cierres***

Los siguientes cinco eventos ocurrieron durante las actividades de cierre:

#### **15. Fuego en el alcantarillado del agua del limpiador de diésel**

La causa de este evento fue el cierre no programado de la Refinería en respuesta a los impactos del cambio de temperatura ambiente y eventos posteriores. Los factores que contribuyeron fueron la falta de disponibilidad de ciertas líneas para drenar equipos como parte de las actividades de cierre (debido a que ciertas líneas estaban congeladas, así como a que otras líneas temporales no estaban disponibles para este cierre no programado), lo que resultó en el desinventario de varios equipos de refinería a través del sistema de alcantarillado de agua aceitosa en la Planta 2. Los vapores de hidrocarburos de este sistema se encendieron, lo que provocó un incendio en el área de extracción de agua agria en la Planta 2. No hubo lesiones al personal por este pequeño incendio.

#### **16. API medio por encima de la capacidad de salida**

La causa de este evento fue un cierre no programado de la Refinería en respuesta a los impactos del cambio de temperatura ambiente y eventos posteriores. Los factores que contribuyeron fueron la falta de disponibilidad de ciertas líneas para drenar equipos como parte de las actividades de cierre (debido a que ciertas líneas estaban congeladas, así como a que otras líneas temporales no estaban disponibles para este cierre no programado), lo que resultó en el desinventario de varios equipos de refinería a través del sistema de alcantarillado de agua aceitosa en la Planta 2. Las operaciones en la unidad reformadora de la Planta 2 detectaron vapores de hidrocarburos y respondieron agregando agua contra incendios a las alcantarillas para condensar los vapores y eliminar el hidrocarburo a los sistemas API para su tratamiento. Durante un breve período de tiempo, la cantidad de agua agregada al sistema excedió la capacidad de salida del API, lo que obstaculizó el flujo de alcantarillado de las unidades.

#### **17. Alarma del sensor de H<sub>2</sub>S activada en SRU**

El cambio de temperatura ambiente fue la causa de que se utilizara una manguera de vapor para descongelar un instrumento de presión en la unidad de recuperación de azufre de la Planta 2 (“P2 SRU”). Esta manguera de vapor descargó vapor en uno de los detectores de H<sub>2</sub>S en la SRU P2, lo que provocó que sonaran falsas alarmas en la unidad.

## **18. Restricción de alcantarillado de petróleo crudo**

La causa de este evento fue un cierre no programado de la Refinería en respuesta a los impactos del cambio de temperatura ambiente y eventos posteriores. Los factores que contribuyeron fueron la falta de disponibilidad de ciertas líneas para drenar equipos como parte de las actividades de cierre (debido a que ciertas líneas estaban congeladas, así como a que otras líneas temporales no estaban disponibles para este cierre no programado), lo que resultó en el desinventario de varios equipos de refinería a través del sistema de alcantarillado de agua aceitosa en la Planta 1. El hidrocarburo de la unidad desalinizadora se vaporizó parcialmente en las alcantarillas, lo que resultó en restricciones de flujo a través del sistema de alcantarillado, desbordando brevemente las alcantarillas hasta nivelar en la unidad #3HDS en la Planta 1. El desbordamiento fue contenido y limpiado. arriba en el sitio.

## **19. Petróleo en el sistema de tratamiento de agua**

Como se describió anteriormente, el flujo de petróleo crudo hacia la alcantarilla de agua aceitosa superó brevemente la capacidad reducida de la alcantarilla de agua aceitosa, lo que provocó que el petróleo crudo saliera de las alcantarillas de agua aceitosa y fluyera hacia la alcantarilla de aguas pluviales en la unidad #3HDS en la Planta 1. A pesar de pasar por varios sistemas de tratamiento de aguas pluviales, la cantidad de petróleo en el alcantarillado de aguas pluviales superó temporalmente la capacidad de tratamiento de estas unidades, lo que provocó un brillo de petróleo en el sistema de tratamiento de agua y una posterior superación del límite de descarga de benceno de la refinería.

## **Lecciones aprendidas**

Luego de completar la investigación de cada uno de los Eventos, se identificaron las siguientes lecciones aprendidas:

- (1) Confiabilidad de la instrumentación en climas fríos y preparación para el invierno de los equipos de procesamiento;
- (2) Gestión de Riesgos Debido a Cambios Operativos Temporales;
- (3) Confiabilidad de la caldera en climas fríos; y
- (4) Gestión y comunicación de alcantarillado.

Estas lecciones aprendidas se usaron para desarrollar las acciones de respuesta.

## **Acciones de respuesta**

Se han tomado, o se planea tomar, las siguientes acciones en respuesta a los Eventos y los temas de aprendizaje identificados.:

- 1. *1. Fiabilidad de la instrumentación en climas fríos y preparación para el invierno de los equipos de procesamiento***

- a. Completar reparaciones y mejoras de preparación para el invierno para mejorar la resistencia de la refinería durante condiciones climáticas extremas, incluyendo:
  - i. Reparaciones del sistema de trazado de vapor.
  - ii. Mejoras y reparaciones de aislamiento.
  - iii. Instalar sistemas inalámbricos mejorados para monitorear el desempeño de los sistemas de trazado de calor eléctrico (con alarmas que alertan al personal de la refinería sobre problemas).
  - iv. Como parte del proceso anual de preparación para el invierno, instalación de vallas temporales para proteger los instrumentos y equipos críticos.

**Este trabajo se ha completado de cara a la temporada de invierno 2023-2024.**

**2. *Gestión de riesgos debido a cambios operativos temporales***

- a. Proceso de actualización para gestionar los riesgos de tramos muertos a corto plazo creados durante modos de operación temporales (por ejemplo, aislamiento temporal de una bomba para completar el mantenimiento planificado).

**3. *Confiabilidad de la caldera en climas fríos***

- a. Evaluar mejoras a las válvulas solenoides en las calderas de la Refinería para mejorar la confiabilidad de las calderas durante la operación en condiciones climáticas extremas.
- b. Evaluar mejoras en el sistema de suministro de gas combustible a las calderas para mejorar la confiabilidad de las calderas durante el funcionamiento en condiciones climáticas extremas.

**4. *Gestión y comunicación de alcantarillado***

- a. Actualizar los planes de mantenimiento preventivo de los sistemas de alcantarillado para mejorar el rendimiento y la confiabilidad.
- b. Actualizar los procedimientos operativos para mejorar la gestión de hidrocarburos durante situaciones operativas anormales, incluso con respecto a los sistemas de alcantarillado.

**Las acciones de respuesta 2 a 4 están en proceso de avance.**