



MEMORANDO

PARA: Shaun Burke, USEPA/OECA/OCE/AED
Scott Patefield, USEPA/Región 8

DE: Dan Roper, Marissa Maier, ERG

FECHA: 12 de mayo de 2023

ASUNTO: **Dirección técnica 20 de OCE-4 – Decreto de consentimiento de Suncor sobre el análisis de incidentes notificables**

1. INTRODUCCIÓN

En virtud de la dirección técnica 20 de OCE-4, la EPA le solicitó a ERG que analice la frecuencia de los contratiempos, los funcionamientos defectuosos y las emisiones excesivas informados en Suncor Commerce City Refinery (Suncor) en comparación con otras refinerías según lo establecido en los decretos de consentimiento. Para este análisis, ERG se basó en la información disponible a nivel generalizado, incluido el Análisis de Causas de Origen de Fallas (RCFA) requerido como parte de los decretos de consentimiento de Suncor y otras refinerías establecidos ante la EPA. En la sección 2 de este memorando, se resume la frecuencia de los incidentes notificables del decreto de consentimiento: incidentes por quema de gases ácidos, incidentes con gases residuales e incidentes por quema de hidrocarburos. En la sección 3, se resumen las causas de origen de los incidentes por quema de gases ácidos y de los incidentes con gases residuales en Suncor, y, además, se analizan las mejores prácticas en otras refinerías.¹

Suncor tiene tres unidades de recuperación de azufre (SRU) por medio de un proceso Claus. La planta 1, ex refinería Conoco, tiene dos SRU (n.º 1 y n.º 2) con más del 95 % de la capacidad de recuperación de azufre de la refinería. La planta 1 posee gran parte de la capacidad de hidrotreamiento de la refinería que genera gases ácidos. Las SRU n.º 1 y n.º 2 comparten una Unidad de Gases Residuales (TGU) y un incinerador de gases residuales. La TGU incluye un generador reductor de gas (RGG) para la conversión de especies de azufre a H₂S seguida por la absorción de aminas para el reciclado de gases ácidos en el proceso Claus. La planta 2, ex refinería Valero, tiene una SRU (n.º 3) con un incinerador de gases residuales, pero no tiene unidad de tratamiento de gases residuales.

¹ “TD20_Suncor RCA Review_2022-05-07.xlsx” ofrece una descripción más detallada y una clasificación de los incidentes con gases ácidos/residuales sobre la base de la información proporcionada en el Análisis de Causas de Origen de Fallas (RCFA) requerido como parte del decreto de consentimiento de Suncor.

2. COMPARACIÓN DE INCIDENTES EN REFINERÍAS

En comparación con las otras 11 refinerías distribuidas en los Estados Unidos entre 2016 y 2020, Suncor registra la mayor cantidad de incidentes con gases residuales y se ubica en el segundo puesto en incidentes por quema de gases ácidos. En cuanto a los incidentes por quema de hidrocarburos, Suncor se ubicó en el medio del grupo de comparación en el puesto número 7 de mayor cantidad de incidentes tomando como referencia 12 refinerías.

2.1 Conjunto de datos de comparación de incidentes en refinerías

Para este análisis, ERG comparó a Suncor con otras 11 refinerías en virtud de los decretos de consentimiento.

Solo se tomaron en consideración las refinerías que presentaron informes semestrales de decretos de consentimiento de 2016 a 2020. De las refinerías que presentaron informes, ERG seleccionó varias refinerías ubicadas en la región 8 de la EPA, así como refinerías de otras regiones de la EPA. ERG intentó incluir refinerías con una capacidad de crudo similar a la de Suncor, pero esto no fue posible para todas las regiones. En la tabla 1 a continuación, se identifican las refinerías seleccionadas y sus capacidades de crudo en barriles por día calendario (bpcd).

Tabla 1. Refinerías comparadas

Refinería	Región	Decreto de consentimiento	Capacidad operativa total (bpcd) ¹
Chevron El Segundo	9	Chevron	269,000
Chevron Pascagoula	4	Chevron	356,440
Chevron Salt Lake	8	Chevron	54,720
ExxonMobil Billings	8	ExxonMobil	61,500
ExxonMobil Joliet	5	ExxonMobil	238,600
HollyFrontier El Dorado	7	Frontier	162,000
HollyFrontier Woods Cross	8	Holly	39,330
Monroe Trainer	3	ConocoPhillips	190,000
PBF Energy Torrance	9	ExxonMobil	160,000
Phillips 66 Borger	6	ConocoPhillips	146,000
Phillips 66 Ferndale	10	ConocoPhillips	105,000
Suncor Commerce City	8	Conoco, Valero	103,000

¹ de Capacidades desde el 1 de enero de 2021 según la Administración de Información Energética de los Estados Unidos

Excepto Suncor, las refinerías presentaron informes semestrales para los periodos enero–junio y julio–diciembre todos los años. Suncor presentó informes para estos periodos en virtud del decreto de consentimiento Conoco. No obstante, en virtud del decreto de consentimiento Valero, presentó informes para los periodos octubre–marzo y abril–septiembre. Para este análisis, ERG tuvo en cuenta los informes que abarcan los periodos octubre 2015–marzo 2016 y abril 2016–septiembre 2016, así como los informes de 2016 y similares para los años restantes.

2.2 Frecuencia de los incidentes

En las tablas de abajo, se presenta la cantidad de incidentes por quema de gases ácidos, incidentes con gases residuales e incidentes por quema de hidrocarburos informados en el periodo 2016–2020.

Tabla 2. Frecuencia de incidentes por quema de gases ácidos

Refinería	Cantidad de incidentes por quema de gases ácidos					Total de 5 años
	2016	2017	2018	2019	2020	
Chevron El Segundo	0	0	0	1	0	1
Chevron Pascagoula	0	0	0	1	0	1
Chevron Salt Lake	0	0	1	1	0	2
ExxonMobil Billings	0	0	0	1	0	1
ExxonMobil Joliet	0	0	0	1	1	2
HollyFrontier El Dorado	5	1	1	7	1	15
HollyFrontier Woods Cross	2	1	0	0	0	3

Tabla 2. Frecuencia de incidentes por quema de gases ácidos

Refinería	Cantidad de incidentes por quema de gases ácidos					Total de 5 años
	2016	2017	2018	2019	2020	
Monroe Trainer	0	0	0	0	0	0
PBF Energy Torrance	2	0	0	0	0	2
Phillips 66 Borger	0	2	1	0	1	4
Phillips 66 Ferndale	0	0	1	1	0	2
Suncor Commerce City	3	1	2	3	1	10

Tabla 3. Frecuencia de los incidentes con gases residuales

Refinería	Cantidad de incidentes con gases ácidos					Total de 5 años
	2016	2017	2018	2019	2020	
Chevron El Segundo	0	0	0	0	0	0
Chevron Pascagoula	0	0	1	0	0	1
Chevron Salt Lake	0	2	0	4	1	7
ExxonMobil Billings	0	0	0	0	0	0
ExxonMobil Joliet	0	2	3	1	2	8
HollyFrontier El Dorado	2	3	2	3	0	10
HollyFrontier Woods Cross	0	0	0	0	0	0
Monroe Trainer	1	1	0	0	0	2
PBF Energy Torrance	1	0	0	0	0	1
Phillips 66 Borger	3	6	2	2	0	13
Phillips 66 Ferndale	0	0	0	0	1	1
Suncor Commerce City	4	3	4	4	5	20

Tabla 4. Frecuencia de los incidentes por quema de hidrocarburos

Refinería	Cantidad de incidentes por quema de hidrocarburos					
	2016	2017	2018	2019	2020	Total de 5 años
Chevron El Segundo	3	0	4	1	1	9
Chevron Pascagoula	5	8	7	7	5	32
Chevron Salt Lake	2	1	2	4	5	14
ExxonMobil Billings	3	4	7	8	7	29
ExxonMobil Joliet	6	6	6	6	6	30
HollyFrontier El Dorado	14	19	25	23	5	86
HollyFrontier Woods Cross	7	2	2	1	0	12
Monroe Trainer	0	0	0	0	1	1
PBF Energy Torrance	13	7	2	4	2	28
Phillips 66 Borger	6	2	6	7	2	23
Phillips 66 Ferndale	1	0	2	1	0	4
Suncor Commerce City	0	0	9	4	4	17

3. REVISIÓN DE LAS CAUSAS DE ORIGEN DE LOS INCIDENTES CON GASES ÁCIDOS Y GASES RESIDUALES

Los decretos de consentimiento Conoco y Valero exigen que se investiguen e informen los incidentes relacionados con quema de gases ácidos y gases residuales. En virtud del decreto de consentimiento Conoco, Suncor informó tanto los incidentes por quema de gases ácidos como los incidentes con gases residuales. En virtud del decreto de consentimiento Valero, Suncor informó solo los incidentes por quema de gases ácidos porque la SRU de las plantas n.º 2 y 3 no tiene una unidad de tratamiento de gases residuales.

ERG evaluó los incidentes que tuvieron lugar en el periodo 2016 a 2020, y clasificó las causas de origen en categorías amplias para identificar los tipos de causas más frecuentes. Los incidentes individuales pueden asignarse a más de una categoría.

Tabla 5. Resumen de las causas de origen de incidentes con gases ácidos y gases residuales

Categoría de las causas de origen	Tipo de incidente		
	Gases ácidos	Gases residuales	Total
Eléctrico – Externo	2	4	6
Falla del equipo	8	10	18
Eléctrico – Interno	3	3	6
Control de nivel	5	4	9
Puesta en marcha/Cierre	2	5	7
Remanente de hidrocarburos/ formación de espuma	6	4	10
Contratista involucrado	1	2	3

Cabe destacar que se contó cada informe de incidente como un hecho único, independientemente de la extensión del incidente. Todos los incidentes clasificados como “control de nivel” también se clasificaron como “falla del equipo”.

La mayoría (es decir, 7 de 9) de los incidentes de “control de nivel” también se clasificaron como “Remanente de hidrocarburos/formación de espuma”. Según la información proporcionada en los RCFA de Suncor, la causa más frecuente de los incidentes por quema de gases ácidos y gases residuales se debió a fallas en el equipo, seguido por el remanente de hidrocarburos/formación de espuma.

Suncor contrató a un asesor externo, Kearney, para llevar a cabo una investigación por separado de las causas de origen de las Unidades de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCCU) y las SRU de Suncor como parte del acuerdo de conciliación de Suncor celebrado con el Departamento de Salud Pública y Medioambiente de Colorado (CDPHE).² Suncor publicó el informe de Kearney en su sitio web. En el informe, se llegó a la conclusión de que solo el 17 % de los incidentes de las SRU y las FCCU que tuvieron lugar entre julio de 2017 y junio de 2019 fueron producto de fallas técnicas y/o en los equipos.³ En el informe Kearney, se identificaron con mayor frecuencia cuestiones subyacentes relacionadas con procedimientos, interfaces (por ejemplo, comunicación, definición de responsabilidades) y derivación (por ejemplo, asignación adecuada de recursos para evitar que los problemas se tornen más severos).⁴ Si bien esto podría deberse a diferencias en los incidentes que Kearney y ERG incluyeron en sus respectivos análisis, también podría indicar que las RCFA de Suncor en virtud de los decretos de consentimiento no identifican la causa de origen subyacente de las fallas del equipo relacionadas con las SRU.

² Kearney. 2021. Suncor Commerce City Refinery – Investigación externa de causas de origen. 12 de abril. Disponible en: <https://sustainability-prd-cdn.suncor.com/-/media/project/suncor/files/about-us/commerce-city/kearney-report/kearney-final-third-party-root-cause-investigation.pdf?modified=20210902045705>

³ Se presentaron varias diferencias en los incidentes que Kearney y ERG incluyeron en sus respectivos análisis. Kearney incluyó todos los incidentes relacionados con SRU y FCCU, en tanto que ERG se enfocó en las SRU. Asimismo, Kearney tuvo en cuenta los cuasiaccidentes y los incidentes que no tuvieron como resultado excesos en las emisiones de aire, en tanto que ERG evaluó los incidentes por quemas de gases ácidos (AG) y gases residuales (TG) de RCFA requeridos como parte del decreto de consentimiento (CD) de Suncor ante la EPA. Además, en algunos casos, Suncor parece haber generado dos RCFA individuales para un solo evento de iniciación, que tuvo como resultado quema de AG y TG. En total, aproximadamente 43 de los incidentes que evaluó Kearney estaban relacionados con las SRU de Suncor. Esto podría compararse con los 53 incidentes por quema de AG y TG que evaluó ERG.

3.1 **Falla del equipo**

Las fallas del equipo fueron la categoría de causas de origen más frecuente que identificó Suncor en sus informes de RCFA por quema de gases ácidos y gases residuales. Los sistemas eléctricos y los sistemas de control de nivel (por ejemplo, controladores, transmisores) fueron los dos tipos de equipos que participaron con mayor frecuencia en los incidentes por quema de gases ácidos y gases residuales.

Varias de las fallas en equipos eléctricos tuvieron lugar en las subestaciones de la refinería, lo que tuvo como resultado impactos en toda la planta o en varias unidades de proceso. Suncor no proporcionó información sobre la antigüedad ni la condición de sus subestaciones como parte de los materiales de respuesta del decreto de consentimiento. Sin embargo, las subestaciones añejas son un problema frecuente en otras refinerías. Por ejemplo, el reemplazo de la subestación de la refinería Marathon (ex Tesoro) de Los Ángeles fue motivo de un informe en la Conferencia Técnica de la Industria Química y Petrolera IEEE 2016, llamado “Implementing a substation replacement program in an operating refinery (The 10-year plan) (“Cómo implementar un programa de reemplazo de subestaciones en una refinería operativa” (Plan de 10 años)).⁵ En este informe, se analiza la implementación de un plan de 10 años para reemplazar subestaciones de unidades de proceso añejas y se detalla cómo un equipo que “tiene los conocimientos necesarios sobre la operación de la unidad de proceso, el mantenimiento confiable y la optimización de la unidad de proceso puede diseñar una subestación que pueda mantenerse, sea confiable y, durante el ciclo de vida de la subestación, logre maximizar las ganancias por medio de la disponibilidad en línea de la energía eléctrica para la unidad de proceso”.⁶

ERG no identificó fallas reiteradas en los equipos individuales, aunque las fallas frecuentes en los sistemas de control de nivel suelen indicar que el mantenimiento preventivo, la inspección y la prueba de los sistemas de nivel de control corriente arriba de las SRU deberían mejorarse.

Asimismo, el “remanente de hidrocarburos/formación de espuma” de todo el sector suele asociarse con la pérdida del control de nivel en las unidades de tratamiento de aminas corriente arriba de las SRU. De los nueve (9) incidentes por quema de gases ácidos y gases residuales con causas de origen relacionadas con el controlador de nivel, en siete (7) también se vieron involucrados el “remanente de hidrocarburos/formación de espuma”.

3.1.1 Requisitos para la prevención de fallas en los equipos

En la sección 112(r) de Clean Air Action (Acción para el Aire Puro) (Plan de Manejo de Riesgos), se aborda la presentación sobre los escapes accidentales. La regla del Plan de Manejo de Riesgos incluye el requisito de la Cláusula de Responsabilidad General 112(r)(1) para diseñar y mantener una instalación segura y los requisitos de Integridad Mecánica relacionados con la inspección, prueba y corrección de deficiencias en equipos (40 CFR 68.73(d) y (e)).

⁴ Kearney 2021, p. 10

⁵ <https://ieeexplore.ieee.org/document/7589208>

⁶ <https://ieeexplore.ieee.org/document/7589208>

Además, el Instituto Estadounidense del Petróleo (API) publica estándares y prácticas recomendadas que se aplican a las refinerías de petróleo. Estos estándares incluyen:

- Estándar API 565 – Reactores térmicos para unidades de recuperación de azufre en servicios generales de refinería.
- API 570 – Código de Inspección de Tuberías: Inspección en servicio, clasificación, reparación y modificación de sistemas de tuberías
- Práctica recomendada API 574 – Prácticas de inspección para componentes del sistema de tuberías
- Práctica recomendada API 580 – Inspección basada en riesgos

API 565 es un estándar relativamente nuevo (publicado el 31 de mayo de 2022) que “proporciona orientación y requisitos reconocidos en el sector para el diseño, la especificación, el funcionamiento básico, la instrumentación, el control, la protección y el mantenimiento de los reactores térmicos de las unidades de recuperación de azufre (SRU) en servicios generales de refinería”. Los otros estándares o prácticas recomendadas de API proporcionan orientación sobre la inspección y reparación de tuberías y otros componentes del sistema.

3.1.2 Evaluación del Programa de Gestión de Equipos de Suncor

En una inspección 112(r) de 2020 basada en las FCCU de Suncor, no se identificaron hallazgos relacionados con la integridad mecánica o el cumplimiento con las prácticas recomendadas reconocidas y generalmente aceptadas (RAGAGEP), incluidos los estándares y las prácticas recomendadas de API. En contraposición, el informe de Kearney indicó que los gastos de mantenimiento de Suncor se encontraban dentro de los niveles estándar del sector,⁷ pero que se observaban varias deficiencias en relación con el mantenimiento, a saber:

- En relación con las estimaciones de riesgo imprecisas, “el sitio experimentó incidentes de pérdida de contención principal, lo que tuvo como resultado una fuga prolongada de sustancias (por ejemplo, aceites lubricantes) que se abordaron con reparaciones temporales y que, posteriormente, escalaron a escapes de mayor volumen”.⁸
- “La refinería se esfuerza por utilizar los recursos disponibles para ejecutar las principales prioridades. Dada la complejidad y el alcance de las iniciativas planificadas, la refinería no siempre puede ejecutar todas las actividades que son estratégicas e importantes”.⁹

⁷ Kearney 2021, p. 8

⁸ Kearney 2021, p. 15

⁹ Kearney 2021, p. 15

¹⁰ Kearney 2021, p. 20

- “No quedó claro si la estrategia de mantenimiento se enfocaba en las actividades adecuadas de manera coherente. Es decir, si bien las actividades diferidas tuvieron un impacto limitado sobre el nivel de riesgo en el sitio, no pudo comprobarse que las actividades que no se difirieron hubiesen contribuido de manera significativa a reducir el riesgo operativo”.¹⁰

“En un análisis que se llevó a cabo en el sitio y en este periodo sobre las variaciones en el presupuesto, se demostró que las prácticas de mantenimiento estaban orientadas a medidas correctivas debido a limitaciones en los recursos, lo que significaba aplazar los elementos preventivos tras llevar a cabo una evaluación de los riesgos”. En un análisis de las variaciones en el presupuesto de mantenimiento, se demostró que de 2017 a 2019, el costo real destinado a medidas correctivas de emergencia había duplicado el presupuesto planificado originalmente, en tanto que el monto destinado a mantenimiento preventivo había sido un 10 % inferior al presupuesto planificado originalmente”.¹¹

Como se indica arriba, en el informe Kearney se llegó a la conclusión de que los incidentes eran mayormente resultado de causas subyacentes relacionadas con los procedimientos, las interfaces (por ejemplo, comunicación, definición de responsabilidades) y el escalamiento (uso de recursos adecuados para evitar que los problemas pasen a mayores), en lugar de fallas en los equipos. Esto indica que es posible que en las investigaciones RCFA por quema de gases ácidos y gases residuales de Suncor no se identifiquen las causas de origen subyacentes de fallas en los equipos relacionadas con SRU.

3.2 Fallas en el suministro eléctrico y actualizaciones

3.2.1 *Fallas internas*

Varias de las investigaciones de las causas de origen por quema de gases ácidos y gases residuales de Suncor apuntan a problemas internos en el suministro eléctrico de la refinería. Entre los problemas, pueden mencionarse una interrupción eléctrica provocada por una falta de aislamiento de un cable no detectada o conexiones sueltas, interrupciones eléctricas inesperadas e interrupciones en el suministro en la alimentación de West/Sandown de la subestación de suministro eléctrico principal de la refinería debido a la pérdida parcial de gas aislante en el interruptor (el sistema no estaba cableado para alertar a Suncor o Xcel). En el informe Kearney, no se abordaron problemas en el suministro eléctrico interno, más allá de mencionar referencias a cortes de energía eléctrica o intermitencias.

3.2.2 *Fallas externas*

Además de los incidentes relacionados con fallas internas en el sistema eléctrico, el RCFA de Suncor indicó que varios de los incidentes por quema de gases ácidos y gases residuales habían sido provocados por interrupciones en el suministro de energía externo.

¹¹ Kearney 2021, p. 21

En el RCFA disponible más reciente (con fecha del 13 de marzo de 2019), se señala que “en su próxima reunión programada regularmente con Xcel Energy, Suncor analizará junto con Xcel las posibles opciones (de haberlas) para abordar las interrupciones en el suministro eléctrico de la refinería relacionadas con el clima más adelante”. Suncor no proporcionó un informe de seguimiento para este incidente y no queda claro qué otras acciones iniciaron Suncor y/o Xcel para abordar las interrupciones en el suministro eléctrico. Otras refinerías de la región 8 de la EPA abordaron problemas en el suministro eléctrico anteriormente, incluidas interrupciones en el suministro eléctrico relacionadas con el clima. Cabe destacar que, en el informe Kearney, no se abordaron problemas en el suministro eléctrico, más allá de mencionar referencias a cortes de energía eléctrica o intermitencias.

3.2.3 Actualizaciones eléctricas internas o externas en otras refinerías

La refinería Sinclair Wyoming informó varios incidentes por quemas relacionados con una pérdida en el suministro de energía eléctrica en la temporada invernal de diciembre de 2009. Sinclair informó que coordinó con su empresa de servicios públicos, Rocky Mountain Power, para ofrecer redundancia para evitar futuras interrupciones. La refinería instaló un circuito en anillo en 2010 que le permitía recibir energía eléctrica de dos (2) plantas eléctricas distintas por medio de dos (2) líneas diferentes de 230 KV. El circuito en anillo fue diseñado de manera tal que una falla en cualquiera de las líneas no interrumpa el suministro eléctrico a la refinería.

Las refinerías Marathon (ex Tesoro) en Mandan, Dakota del Norte y Salt Lake City, Utah también implementaron renovaciones eléctricas para hacer frente a los cortes de electricidad externos. Los proyectos de la refinería Mandan Incluyeron una segunda y nueva línea de suministro eléctrico desde el servicio público y, también, una nueva subestación.¹² Los proyectos de Salt Lake City incluyeron una nueva subestación Rocky Mountain Power y líneas de transmisión, así como una nueva subestación Marathon.¹³

¹² <https://www.powereng.com/library/delivering-highly-reliable-power-for-a-refinery/>

¹³ <https://www.powereng.com/library/salt-lake-city-refinery-reliability-upgrade>