

Reducción de Emisiones Fugitivas en Refinerías, Plantas Petroquímicas y de Almacenaje

Ing. Osvaldo N. Alday, Ing. Daniel A. Santamarina
Esso Petrolera Argentina, SRL

Sinopsis

En las Refinerías de Petróleo, terminales de combustibles, y plantas petroquímicas, se procesan grandes volúmenes de corrientes conteniendo Compuestos Orgánicos Volátiles, (llamados VOC's por sus siglas en inglés) y se producen emisiones de éstos durante las operaciones normales en estas industrias. Se denominan VOCs a los compuestos orgánicos con una presión de vapor mayor a 0.3 KPa a 20 C. Las emisiones se producen por diversos mecanismos: evaporación en tanques, plantas de tratamiento "a cielo abierto", en operaciones de transferencia (carga y descarga de barcos, camiones, etc.), y a través de pequeñas perdidas en componentes de la planta (empaquetaduras de válvulas, sellos de equipos rotantes, bridas etc.). Aproximadamente la mitad del total de pérdidas de una refinería de petróleo se produce por este último mecanismo.

Nuestro trabajo se concentra en cómo se gestiona adecuadamente un Programa para reducción de estas pérdidas.

En plantas existentes, la mayor relación efectividad/costo la da la implementación de un Programa de Detección y Reparación de Pérdidas (DRP). Éste consiste en el uso de un sistema portátil de detección de gases en bajas concentraciones para el muestreo sistemático de cada componente, siguiendo una técnica estandarizada; si se detectan pérdidas por encima de un nivel prefijado, se toma acción según una estrategia preestablecida.

Conclusión : La gestión deberá incluir todos los pasos que impactan en la eficiente ejecución del programa, el cual deberá ser cuidadosamente planeado antes de su lanzamiento.

Caso de estudio: implementación del programa en la Refinería Esso Campana.

a) Introducción

a.1) Que son las emisiones fugitivas ?

En las Refinerías de Petróleo, terminales de combustibles, y plantas Petroquímicas, se procesan grandes volúmenes de corrientes conteniendo Compuestos Orgánicos Volátiles (llamado VOC's por sus siglas en Inglés). Se denominan VOCs a los compuestos orgánicos con una presión de vapor mayor a 0.3 KPa a 20 C. En algunas definiciones internacionales se excluye de esta categoría al metano y al etano. La legislación argentina define "emisiones difusas", sin eliminar metano y etano.

Se producen emisiones de estos componentes durante las operaciones normales de estas industrias a través de pequeñas perdidas de componentes de la planta (empaquetaduras de válvulas, sellos de equipos rotantes, bridas etc.).

Por otra parte, asociadas a la composición de las distintas corrientes hay compuestos "tóxicos", entendiéndose por tales aquellos que probadamente producen daños al organismo humano por encima de cierta concentración, aun con valores varios órdenes de magnitud menor que los no considerados

tóxicos; tal es el caso del benceno. En este trabajo nos referiremos genéricamente a los VOC's, aclarando cuando corresponda si hay además presencia de sustancias consideradas tóxicas en las emisiones de las plantas involucradas.

a.2) Por que interesa medir las emisiones fugitivas ?

Las razones para medir y luego reducir la emisión de VOC's son Legales, Éticas, de Relación con las Comunidades, y Económicas.

Los problemas derivados de dichas emisiones son:

- Afectación de la salud de trabajadores y poblaciones vecinas.
- Formación de smog y aerosoles secundarios
- Deterioro de las relaciones con comunidades próximas, por emisión de olores
- Disminución de eficiencia y rentabilidad.
- Suspensión de operaciones en caso de perdidas importantes

a.3) Experiencias nacionales e internacionales

Hay otras empresas en el país que están comenzando experiencias como esta.

En Estados Unidos hay un requerimiento legal de implementar este tipo de sistemas, que tiene distintos limites máximos de emisión según el equipo de que se trate y según el estado en que este ubicada la planta. Se muestra en la pagina siguiente como ejemplo la regulación del estado de Luisiana.



LDAR Regulatory Requirements Summary Table

	Applicable Regulations							
	LAC2121	RMACT		SOCMI HON		NSPS VV & GGG	NESHAP FF	LAC2109
GENERAL APPLICABILITY CRITERIA	STREAM WITH > 8% WT. HYDROCARBONS	STREAM WITH >4% WT. HAPS IN REFINERY UNIT		STREAM WITH >4% WT. HAPS IN CHEMICAL UNIT		STREAM WITH >8% WT. HYDROCARBONS	SPECIFIC STREAMS DESIGNATED AS BENZENE WASTE	OIL / WATER SEPARATORS
UNITS	REFINERY WIDE	REFINERY WIDE		1. CLAY TOWERS 2. TDU 3. PARA 4. PARA3 5. ORTHO 6. ISOM 7. MVR (#3 FLARE) 8. CHEM RACK		1. PARA3 2. TDU 3. WTF 4. #2 CKR GRU 5. #2 CR GAS OIL 6. LPG SKID	1. #1 CR DESALTER 2. #2 CR DESALTER 3. VACUUM TRUCK SEALS 4. CARBON DRUMS	MAIN API
LEAK THRESHOLDS (PPM) 1. VALVE 2. PUMP 3. AGITATOR 4. ALL OTHER COMPONENTS	ALL COMPONENTS HAVE A 10,000 LEAK THRESHOLD.	LIGHT LIQUID	HEAVY LIQUID	LIGHT LIQUID	HEAVY LIQUID	ALL COMPONENTS HAVE A 10,000 LEAK THRESHOLD.	ALL COMPONENTS HAVE A 500 LEAK THRESHOLD.	ALL COMPONENTS HAVE A 10,000 LEAK THRESHOLD.
		1. 1,000 2. 2,000 3. 10,000 4. 1,000	1. 1,000 2. 2,000 3. 10,000 4. 1,000	1. 500 2. 1,000 3. 10,000 4. 500	1. 500 2. 2,000 3. 10,000 4. 500			
EST. PERCENTAGE OF COMPONENTS IN REFINERY PROGRAM	40%	23%		27%		8%	1%	<.5%

Notes:

- ALL COMPONENTS HAVE 5 DAY FIRST ATTEMPT AND 15 DAY FINAL REPAIR DEADLINES.
- SERVICE EXEMPTIONS INCLUDE: WATER, AIR, HYDROGEN, CAUSTIC, ACID, VACUUM, METHANE, ETHANE, AND NATURAL GAS.

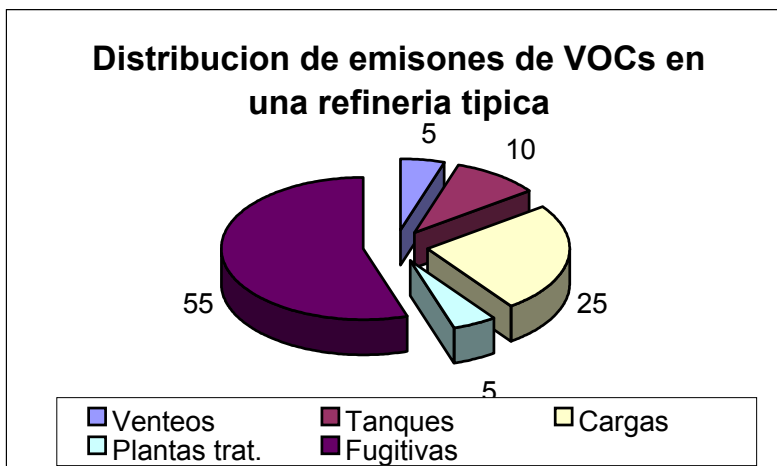
En Europa aun no es requerimiento legal, pero se están estudiando diferentes propuestas de legislaciones para que lo sea. Las refinерías europeas están utilizando programas como este en una base costo/beneficio .

b) Desarrollo

b.1) Fuentes de emisión

En las plantas en cuestión existen numerosas fuentes de emisiones difusas, que se agrupan de manera de poder hacer sistemático su tratamiento. Los agrupamientos más comunes en las Plantas de Procesos, son:

1. Evaporación en tanques: techos fijo, flotante, membranas, semi presurizados.
2. Emisiones en sistemas de transferencia: carga o descarga de vagones tanque, camiones, barcos, transferencia desde contenedores en plantas, etc.
3. Evaporación en plantas de tratamiento: separadores tipo API o DAF (Disolved Air Flotation), lagunas de aireación
4. Sistemas de emergencia para alivio de presión: válvulas de seguridad, de alivio, discos de ruptura.
5. Sistemas de drenajes: desagües, canales.
6. Pérdidas en componentes de tuberías y equipos



La evaluación de las emisiones al aire de los tres primeros grupos indicados arriba (1, 2, y 3), se hace normalmente a través de modelos bastante precisos, en función de los datos físicos y operativos de cada sistema, y de las condiciones atmosféricas; el cuarto grupo se calcula partir de datos operativos; mientras que los dos siguientes (5 y 6) requieren de mediciones para su evaluación y consecuente control.

Las emisiones del sexto grupo, en el cual las pérdidas se producen a través de distintos componentes de los equipos que conforman la planta se conocen genéricamente como "Emisiones Fugitivas" y constituyen el foco del presente trabajo.

Como puede apreciarse, en el orden de la mitad de las emisiones son debida a la categoría Emisiones Fugitivas, de donde surge claramente la conveniencia de trabajar en su reducción.

La propuesta de este trabajo es, tal como se indica en el título, la evaluación, control y reducción de dichas emisiones al medio. Si bien el trabajo estará orientado a la detección de hidrocarburos y derivados de los mismos, es de aplicación mucho más general, por cuanto para otros compuestos sólo es necesario un cambio en el equipo de detección, pero el resto de la metodología es válida para cualquier componente.

b.2) Incentivos de la medición y control

Las razones más importantes para reducir la emisión de VOC's podemos sintetizarlas en:

- Legales. El propósito de la mayoría de la legislación ambiental es asegurar la protección de las comunidades, de los trabajadores, y del medio ambiente en general, para lo cual se establecen límites de emisión, concentraciones máximas para los ambientes laborales, y límites para la calidad de aire.
- Éticas/de Política Empresaria : la mayoría de las empresas importantes tiene políticas de ética, que van más allá de lo estrictamente legal; entre otros aspectos estas políticas incluyen la mejora continua de sus procesos en lo que respecta al potencial impacto de sus operaciones sobre las comunidades y el Medio Ambiente. Tal es el caso de la aplicación voluntaria de las normas ISO 14000, o sus sistemas equivalentes de Integridad de las Operaciones. Disponer hoy de este tipo de normas es un requerimiento mandatorio para poder acceder a ciertos mercados.
- Económicas : Los VOC's son parte de un commodity, y por lo tanto tienen un valor de mercado. Se estima que la masa perdida de hidrocarburo entre el punto de producción de petróleo (boca de pozo) y la llegada al consumidor es algo superior al 1%. Considerando que la producción mundial de petróleo es hoy de 12 millones de toneladas por día, y valuando las pérdidas a un costo de petróleo promedio mundial (hoy en el orden de 200 US\$/ton.), las pérdidas por emisiones (totales) a nivel mundial son del orden 9.000 millones de dólares por año!. Este es un número muy conservador pues la pérdida es ligeramente mayor al 1%, la producción de petróleo es algo superior (valores declarados por algunos países inferior a la realidad), se está valuando la pérdida a valor de materia prima cuando lo que en realidad se pierde es también productos semi elaborados y finales, sólo estamos considerando la industria del petróleo, excluyendo gas y petroquímica, etc.

Los principales problemas que pueden causar los VOC's son:

- Afectar la salud de los trabajadores y de las poblaciones vecinas, así como su calidad de vida.
- Impactar negativamente al medio ambiente
- Deteriorar las relaciones con las comunidades próximas
- Disminuir la eficiencia y rentabilidad de las unidades operativas, y, en caso extremo...
- Suspender las operaciones

Dado el carácter integrado de la temática medioambiental, vamos a comentar en forma conjunta los ítems indicados precedentemente.

Es obvio el impacto de aquellas sustancias consideradas tóxicas cuando su presencia está por encima de ciertas concentraciones, tanto en el micro ambiente laboral (incumbencia de Higiene Industrial),

como en la zona de influencia del área industrial (aspecto medioambiental); podrán producirse efectos agudos o crónicos de diferente tipo: dermatitis, irritaciones en la vista y tracto respiratorio, cáncer, etc.

Desde el punto de vista de los VOC's, su presencia en la atmósfera puede contribuir en forma significativa a la formación de ozono vía varias reacciones fotoquímicas, y de material particulado; el material particulado así formado se denomina aerosoles orgánicos secundarios.

El ozono reacciona con óxido de nitrógeno presentes en la atmósfera, en presencia de luz solar, dando origen al conocido smog fotoquímico.

Además de los problemas causados por los efectos mencionados arriba, con probabilidades de impactar negativamente en la salud de las personas, el medio ambiente se verá afectado de forma adversa por la presencia de dichos contaminantes, tanto en su forma primaria como en las diversas especies secundarias.

Asociados a las diferentes corrientes de proceso que pueden presentar pérdidas, hay compuestos que, aun en concentraciones tan bajas, del orden de las partes por billón (americano, sea 10^{-9}), producen olor en zonas circundantes a las áreas de emisión (tal como el SH_2 o ciertos mercaptanos). Cabe destacar que el olor es el ítem que mayor número de quejas suscita por parte de las comunidades, aun cuando en general no produce otros efectos sobre la salud. Sin embargo, en la mayoría de los casos la percepción del público es que un olor desagradable indica la presencia de sustancia dañinas para el organismo.

Todo lo antedicho tendrá efectos negativos sobre la relación de la industria con las comunidades en las que opera, lo cual se verá reflejado en demandas judiciales por daños a la salud y/o al medio ambiente, presiones sobre las autoridades de control, ataques de los medios de comunicación, etc.

Como colofón habrá una reducción de la eficiencia operativa, desmotivación del personal, ocupación de las gerencias en temas reactivos, lo cual terminará produciendo menor rentabilidad de la unidad operativa.

En el caso límite, las autoridades pueden llegar a requerir la suspensión transitoria de las operaciones, hasta que el problema sea subsanado, o, mínimamente, llevado a un nivel aceptable.

b.3) Requerimientos legales

En la provincia de Buenos Aires La resolución 279/96, regulatoria del decreto 3395 que rige las declaraciones de efluentes gaseosos, define las emisiones difusas, y tiene los siguientes requerimientos respecto de las mismas :

Resolución N° 279/96

OTROS SECTORES DE EMISION:

INDICAR EMISIONES DIFUSAS, DESCRIPCION DE LOS PROCESOS UTILIZADOS

Considerar todas aquellas emisiones que no van por conductos.

Identificando recipientes abiertos, sólidos apilados, tanques o cubas de evaporación, piletas de almacenamiento, sistemas de ventilación extractiva en general. Ubicación en planta, sitios de generación.

Indicar área de la superficie emisora, caracterización de las emisiones difusas, y, si existieron mediciones, puntos de muestreo y cantidades.

Nuestra empresa tiene un compromiso de medición de emisiones fugitivas con la Subsecretaría de Política Ambiental de la provincia de Buenos Aires.

b.4) Estrategias posibles de reducción

Las Emisiones Fugitivas, también llamadas pérdidas en equipos, son básicamente las que se producen en empaquetaduras de válvulas, bridas, sellos de bombas y compresores, y otros componentes de los sistemas de tuberías, distribuidos a través de todas las plantas de proceso.

En la mayoría de los casos las emisiones son relativamente pequeñas, pero el número de los componentes es tan grande (varios miles de puntos potenciales de pérdida) que la resultante es que las emisiones fugitivas son, la fuente más importante en una planta de proceso.

Las emisiones fugitivas pueden ser controladas usando diferentes técnicas. En orden creciente de costos tenemos:

1. Programas de detección y reparación de pérdidas
2. Uso de equipos de “mínima pérdida”
3. Colección de emisiones desde “fuentes obvias”, y
4. Empleo de tecnología “cero pérdida”, también llamada encapsulada, o hermética

Para plantas ya instaladas, la mayor efectividad/costo está dada por la primer alternativa: desarrollar un programa de Detección y Reparación de Pérdidas (DRP), también llamados programas de Inspección y Mantenimiento (I&M), o de Monitoreo y Mantenimiento (M&M).

En el caso de unidades que no posean dicho programa implementado, el mismo tiene un costo inicial de compra de equipos, el que habrá de afrontarse durante el primer año. Cabe destacar que una vez implementado el programa, su costo de mantenimiento se reduce y puede ser optimizado en función

del conocimiento que se vaya adquiriendo, del reemplazo de “malos actores” que se detecten, del ajuste de frecuencia de medición de los distintos componentes, del objetivo de pérdidas que se haya fijado, de lo que se haya acordado con las Autoridades de Control, etc.

b.5) Que es un programa DRP ?



Un programa DRP consiste en el uso de un sistema portátil de detección de gases a bajas concentraciones (en el orden de las partes por millón), para el muestreo sistemático de cada componente, siguiendo una técnica estandarizada; si se detecta una pérdida por encima de un nivel prefijado para cada corriente, se debe tomar acción según una estrategia preestablecida.

b.6) Criterios de diseño de un DRP

El cuadro siguiente explicita los cinco pasos que deben seguirse para el establecimiento de un programa DRP, planteando algunas cuestiones para cada paso.

1.- Planear el Programa

- Cuales son las razones para el desarrollo de éste?
- Como serán usados los registros obtenidos en la planta?
- Quien conducirá el monitoreo?
- Que entrenamiento se requiere para el personal involucrado?
- Que componentes mecánicos y que corrientes serán incluidos?
- Cual será el nivel de “pérdida máxima aceptable” para cada corriente?
- Quien será el responsable de conducir el programa?

2.- Equipo de medición e interfase

- Definir qué equipo se desea adquirir (costo; nivel de detección; tipo de detector; service disponible; sustancias específicas a identificar)
- Se usarán data loggers?
- Se instalarán códigos (de barras, por ejemplo) en los elementos a medir?



3.- Procedimiento de monitoreo

- Quien hará la lista de componentes a ser monitoreados?
- Cual será la forma/rutina de calibración?
- Procedimiento de colección de datos y volcado a una base

4.- Criterios de reparación/recambio

- Quien ordenará las reparaciones o el recambio del elemento defectuoso?
- Quien lo llevará a cabo?
- Se hará "on line", o se requiere parada del equipo, o de la planta?

5.- Procedimiento de análisis de datos

- Que datos serán seguidos/analizados?
- Quien será el responsable esta tarea?
- Que recursos (software/hardware/otros) se requiere?
- Cómo se hará la transferencia de datos de campo a la base?
- Se hará cálculo de emisiones a partir de los datos?
- Se hará seguimiento y recálculo?

Todos los ítems mencionado deben ser cuidadosamente discutidos previo al establecimiento de las mediciones en campo para lograr que el programa sea exitoso.

b.7) Que problemas hubo en otros sitios que implementaron el programa

Este tipo de programas requiere minuciosidad en el registro de los datos y compromiso de los participantes en el mismo, caso contrario los datos utilizados para tomar decisiones llevaran a decisiones incorrectas o sin fundamento.

Las siguientes son experiencias difundidas, que se recomiendan tener en cuenta a la hora de diseñar un programa como este. Las mismas surgen de recomendaciones realizadas al detectarse errores en varios programas de monitoreo.

MONITOREO Y COLECCIÓN DE DATOS

- Se registró el monitoreo trimestral de una bomba que había sido desmantelada durante un año después de la remoción de la misma
- El contratista presento datos de monitoreos de casi 80 componentes que no existían en planta
- Un gran número de componentes fueron excluidos del plan de monitoreo
- La calibración del equipo de medición con gas patrón incorrecto llevo a lecturas erróneas por defecto.
- El esfuerzo de identificación de componentes llevó más tiempo del planeado, y se saltaron algunos componentes de la unidad
- Se perdió un alto numero de tags de identificación.
- El número de componentes monitoreados aumenta cada vez que se realiza una recorrida por la unidad, lo cual indica una pobre identificación inicial de componentes
- Caída de equipos de monitoreo y herramientas desde posiciones elevadas.

REPARACIONES

- El uso de un prolongador con una llave, para facilitar el ajuste de una empaquetadura resultó en daño para la válvula.
- Mala performance de materiales de inyección en línea usados para detener perdidas
- Un clásico : El ajuste de la empaquetadura requerido para que la válvula no pierda la hace. El personal de proceso afloja la empaquetadura para operar la válvula, reanudandose la perdida
- Material de inyección en línea usado para solucionar una pérdida en una válvula de control, endurece tanto el movimiento de la misma que se hace inoperable.

OTROS

- Cambios de personal llevaron a la pérdida de un gran numero de personas experimentadas en detección de pérdidas, y la transmisión de sus conocimientos a los reemplazantes.
- Reemplazo parcial de válvulas durante una parada no coordinado con el team de perdidas fugitivas.

b.8) Cómo se implemento en Esso PA

Se definieron servicios de corrientes en función de la fase del fluido circulante en la cañería

Servicio	Fluidos
Corrientes en servicio de gases	Fuel gas, gas natural, líneas de cabeza de torres de fraccionamiento, circuito de vapor de reboilers, circuito de antorcha, etc.
Corrientes en servicio de líquidos livianos	LPG, naftas, solventes
Corrientes en servicio de líquidos "pesados"	Jet fuel, gas oil, diesel oil, fuel oil, pitch, etc.

Sólo se incorporaron al programa de pérdidas fugitivas líneas en servicio de gas y líquidos livianos, ya que son las que cuentan con mayor potencial de emisiones. Este es el enfoque que se sigue en USA.

Cada componente participante en el programa está identificado por un tag en planta; el mismo que lo identifica en la base de datos del programa. Los tipos de componentes son :

- Empaquetaduras de válvulas manuales y automáticas
- Sellos de bombas y compresores
- Accesorios abiertos : muestreadores, espurgues, caños de descarga de válvulas de seguridad a la atmósfera
- Colectores : cámaras de desagües con venteo
- Bridas y conexiones roscadas



Se toma como nivel de pérdida para definir la necesidad de reparación de éstas cualquiera de las condiciones siguientes

- A) pérdidas > 10000 ppm vol
- B) pérdidas en circuitos de fuel gas o lpg, por su impacto en olores
- C) pérdidas de corrientes que contengan benceno en una concentración mayor a 1 %

Roles de los participantes

Se definió el siguiente cuadro de organización para el programa, para clarificar roles y responsabilidades de los participantes

Coordinador del Programa : responsabilidad general sobre la gestión del programa (da lineamientos, hace control independiente de calidad de medición y reporte, supervisa al contratista de medición)

Contratista de mediciones : mide, registra mediciones, elabora reportes, hace colocación inicial y mantenimiento de tags, reporta al coordinador y grupo operativo correspondiente sobre pérdidas detectadas, carga avisos de deficiencia para reparaciones, hace seguimiento de las reparaciones. Opera y calibra equipo de medición

Grupo Operativo : autoriza la ejecución de trabajos indicados en los avisos de deficiencia de las pérdidas detectadas y notifica al contratista y coordinador si la reparación no es posible, o cual será la fecha diferida de la misma . Incluye perdidas detectadas y no reparadas en listas de trabajo de paradas. Incluye en todo nuevo proyecto o cambio el manejo de tags.

Operador de proceso : Si durante su recorrida el detecta alguna perdida visualmente, olfativamente, al tacto, o mediante el método de encintado y verificación con solución jabonosa, notifica al grupo operativo involucrado y al coordinador, para inclusión en la ruta de medición de los próximos 15 días. También hace un primer intento de reparación con las herramientas disponibles en la unidad (en general se trata de un reapretado manual), luego de la medición de la perdida por el contratista. Notifica al grupo operativo y al coordinador para registro y medición del resultado de la reparación.

Mantenimiento : ejecuta las reparaciones solicitadas

La ruta de medición que sigue el contratista cada día, es decir qué línea de proceso y en que secuencia monitorear sus componentes, se definió en los planos isométricos de las unidades y en el manual de perdidas fugitivas creado a tal efecto.

En su rutina diaria el contratista encuentra tres tipos de componentes

- Predefinidos en carpeta de isométricos
- Detectados por el operador de proceso en recorridas
- Componentes reparados a verificar

Luego de realizada la recorrida el contratista baja electrónicamente la información con las mediciones del día a la base de datos y emite un listado de pérdidas a reparar, y carga las órdenes de trabajo para re-mediciones a las cuales se les detectaron perdidas.

El grupo operativo involucrado autoriza las órdenes de reparación , o define la fecha posible e informa al coordinador la decisión tomada para su registro.

.

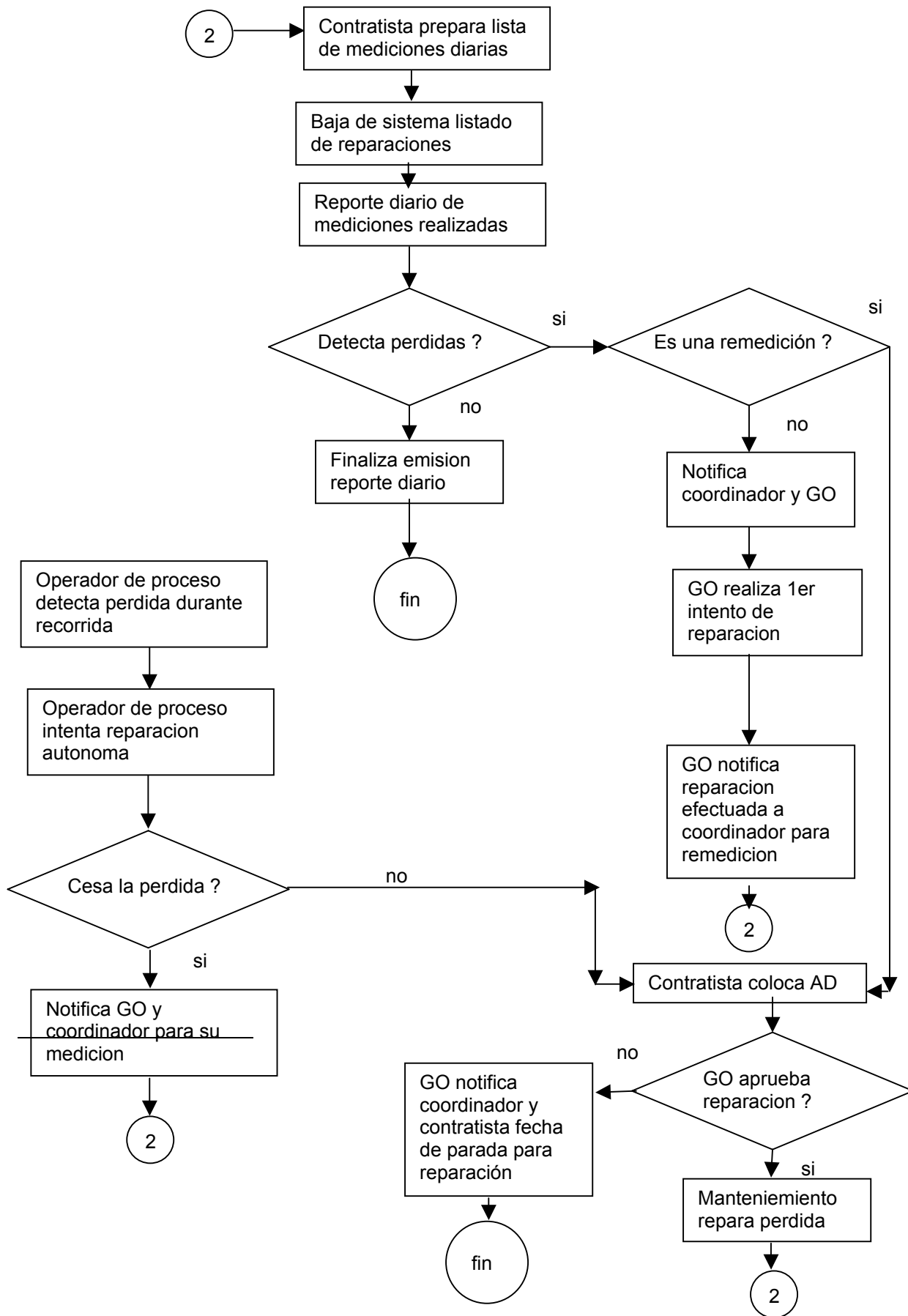
Reparaciones efectuadas :

Semanalmente el contratista de medición verifica por sistema las reparaciones realizadas, notifica al coordinador del programa, y realiza la verificación de la reparación durante los 15 días siguientes

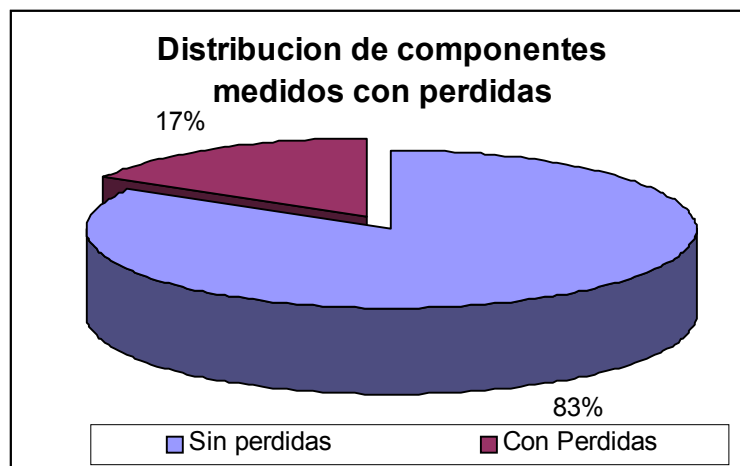
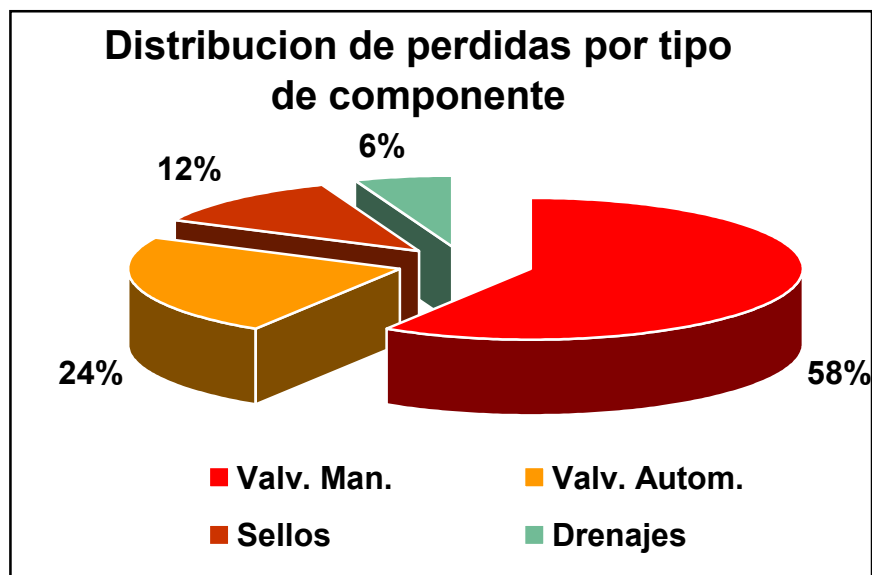
Semanalmente el coordinador del programa informa a los grupos operativos el listado de componentes pendientes de reparación, reparadas, y remedidas, para eventualmente generar ordenes de reparación, si fuera necesario, o verificar que la perdida fue eliminada.

Si actúa una válvula de seguridad, el gerente de turno involucrado debe notificar al coordinador de pérdidas, para incluir la misma en el circuito de medición y asegurar el correcto asentamiento de la misma

Se muestra a continuación un diagrama de flujo del proceso de medición y reparación de pérdidas



b.9 Resultados obtenidos



En general los reportes indican que el 50 % de las reparaciones intentadas por el operador de proceso resulta exitosa, con lo cual esas reparaciones no tienen costo de mantenimiento. En el caso de válvulas automáticas, contrariamente, típicamente se requiere el cambio de empaquetaduras, con lo cual hay un costo significativo de mantenimiento.

b.10) Aspectos económicos del programa

Cuando se hace una evaluación puramente económica de este programa, no todos los circuitos se justifican por la recuperación del producto. Al precio actual en Argentina del gas natural (40 u\$/m³), las pérdidas del circuito de gas combustible, evaluadas a precio marginal de gas natural, en nuestro caso no justifican el programa, ya que los costos del personal involucrado, más los costos de reparaciones mecánicas, y otros asociados, no se pagan con el producto recuperado. De todos modos el programa se lleva adelante por razones medioambientales y legales. Esta situación podría revertirse si el gas natural recuperara el valor que tenía antes de la devaluación de fines del 2001.

En el caso de circuitos de LPG y naftas, dados los mayores valores de estos productos (evaluados a precio marginal de exportación), el programa tiene un repago de entre uno y dos años, con lo cual además de tener valor medioambiental tiene valor económico.

b.11) Resultados esperados

En función de las experiencias vistas en otras refinerías donde se implemento este programa, se espera una reducción de entre el 20 y el 50 % de las perdidas iniciales, cuando el programa esta totalmente desarrollado.

c) Conclusiones

Muchas empresas del país deberán aplicar programas como este, por las razones éticas, legales y económicas mencionadas arriba.

Este es un programa que para ser exitoso requiere un detallado planeamiento desde sus inicios, y un seguimiento constante y sostenido. Se debe prever una estructura de costos y recursos sostenibles en el tiempo.

No es un programa costoso, pero la clave de su éxito radica en el continuo compromiso de la empresa a mantener el mismo.

Dadas sus características es un programa horizontal, es decir abarca a varias áreas de la empresa, y es esencial el alineamiento y participación de todos ellos.

d) Bibliografía

Protocolo para estimación de emisiones fugitivas , E.P.A. - 453 / R95-017, Noviembre 1995

Evaluación Assessment de emisiones atmosféricas en Refinerías de Petróleo : E.P.A. - 60/2 80 75 a

Manual de Perdidas Fugitivas, ExxonMobil Investigación y Desarrollo. Jeffrey Siegel, 1996

Fugitive Emissions from Equipment Leaks I: Monitoring / II: Calculation Procedures for Petroleum ,
Industry Facilities - American Petroleum Industry (API) - May 1988