



# Manual de inspección estandarizada

**Departamento de Medioambiente y Conservación de Tennessee**

**División de tanques de almacenamiento subterráneo**

**Reglas vigentes a partir del 13 de octubre de 2018**

**Fecha de emisión: 17 de junio de 2022**

# ÍNDICE

## SECCIÓN 1.....

SECCIÓN 1.2 PROCESO DE INSPECCIÓN ESTANDARIZADO .....

FORMULARIOS DE INSPECCIÓN ESTANDARIZADOS\* .....

[CAJA DE HERRAMIENTAS DE CUMPLIMIENTO OPERATIVO](#) .....

[PREPARÁNDOSE PARA UNA INSPECCIÓN DE CUMPLIMIENTO](#) .....

## SECCIÓN 2.....

SECCIÓN 2.2 SISTEMAS DE TANQUE DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO ATÍPICO .....

SECCIÓN 2.4 SISTEMAS DE UST FUERA DE SERVICIO .....

## SECCIÓN 3.....

CAPÍTULOS TÉCNICOS-DETECCIÓN DE FUGAS .....

*Sección 3.1 Medición manual de tanques*.....

*Sección 3.2 Medición automática de tanques* .....

*Sección 3.3 Conciliación estadística de inventarios* .....

*Sección 3.4 Monitoreo intersticial* .....

*Sección 3.5 Tuberías presurizadas* .....

*Sección 3.6 Tuberías de succión* .....

*Sección 3.7 Prueba de estanqueidad del tanque*.....

## SECCIÓN 4.....

CAPÍTULOS TÉCNICOS-PREVENCIÓN DE FUGAS .....

*Sección 4.1 Requisitos para la protección contra la corrosión* .....

*Sección 4.2 Requisitos para la protección contra derrames y sobrellenado* .....

## SECCIÓN 5.....

ESTATUTO UST .....

REGULACIONES UST .....

POLÍTICAS/GUÍAS.....

*Sección 5.1 "Principios rectores de conducta ética de los funcionarios públicos"* .....

*Sección 5.2 "Política en conflicto de intereses"* .....

*Sección 5.3 "Directrices para responder a registros públicos"* .....

*Sección 5.4 "Política de registro"* .....

*Sección 5.5 "Política de la división para instruir al personal a no firmar acuerdos de exención de responsabilidad (Exenciones)"* .....

*Sección 5.6 "Política de exención de responsabilidad del departamento"* .....

*Sección 5.7 "Informar agresiones, amenazas o intimidaciones"* .....

*Sección 5.8 "Política de autoinforme"* .....

*Sección 5.9 "Válvulas de cierre (corte) de emergencia"* .....

*Sección 5.10 "Política de cumplimiento sobre las entregas ilegales"* .....

*Sección 5.11 "Políticas de desarrollo o documentos de guía"*.....

*Sección 5.12 "Política de respuesta de denuncias"* .....

*Sección 5.13 ".09(6) Borrador final de guías del proceso de inspección 20220316"* .....

*Sección 5.14 "Guía de combustibles combinados\_20211006"* .....

## SECCIÓN 6.....

MANUAL – GUÍA DE REFERENCIA RÁPIDA PARA PROPIETARIOS DE TANQUES.....

MANUAL – GUÍA DE REFERENCIA RÁPIDA PARA OPERADORES DE TANQUE .....

MEMORANDOS DE ACLARACIÓN DE PROBLEMAS DE CUMPLIMIENTO .....

GUÍA DE IDENTIFICACIÓN DE TUBERÍAS NO METÁLICAS DEL ESTADO DE MISSISSIPPI .....

## \*FORMULARIOS

### Notificación

DESCRIPCIÓN DEL FORMULARIO	NÚMERO
Notificación de compradores	<a href="#">CN-1392</a>
Cambio de la dirección postal del propietario	<a href="#">CN-1383</a>
Notificación para tanques de almacenamiento subterráneo	<a href="#">CN-1260</a>
Notificación de indicios de propiedad	<a href="#">CN-1186</a>
Formulario de notificación previa a la instalación	<a href="#">CN-1288</a>
Vendedor informando cambio de propiedad	<a href="#">CN-0911</a>

### Cumplimiento operativo

DESCRIPCIÓN DEL FORMULARIO	NÚMERO
Informe anual de la prueba de funcionamiento del medidor automático de tanques	<a href="#">CN-2624</a>
Informe anual del monitoreo intersticial electrónico	<a href="#">CN-1339</a>
Informe de prueba hidrostática de integridad del sumidero de contención	<a href="#">CN-2664</a>
Registro diario de inspección visual de los componentes incompatibles del surtidor	<a href="#">CN-1284</a>
Lista de verificación de compatibilidad de equipos	<a href="#">CN-1285</a>
Encuesta de prueba de protección catódica galvánica	<a href="#">CN-1140</a>
Formulario de lectura del rectificador de protección catódica de corriente impresa	<a href="#">CN-1282</a>
Encuesta de prueba de protección catódica de corriente impresa	<a href="#">CN-1309</a>
Formulario de prueba de sumidero hidrostático de bajo nivel	<a href="#">CN-2644</a>
Informe mensual de medición manual de tanques	<a href="#">CN-1367</a>
Formulario de inspección de recorrido de la instalación mensual/anual	<a href="#">CN-2544</a>
Informe mensual de monitoreo intersticial electrónico	<a href="#">CN-1340</a>
Registro mensual de inspección del cubo de derrame	<a href="#">CN-1286</a>
Prueba de funcionamiento de prevención de sobrellenado	<a href="#">CN-2584</a>
Prueba de precisión de la estanqueidad de la línea y detector de fugas	<a href="#">CN-1341</a>
Registro de inspección trimestral del surtidor	<a href="#">CN-1287</a>
Informe de la prueba hidrostática del dispositivo de prevención de derrames	<a href="#">CN-1366</a>
Declaración de compatibilidad	<a href="#">CN-1283</a>
Informe de prueba de estanqueidad del tanque	<a href="#">CN-1601</a>

### Caja de herramientas de cumplimiento operativo

### Preparándose para una inspección de cumplimiento



# Proceso de inspección de cumplimiento operativo

## Manual de inspección estandarizada

Departamento de Medioambiente y Conservación de Tennessee

División de tanques de almacenamiento subterráneo

Reglas válidas al 13 de octubre de 2018

Última edición del documento: 17 de junio de 2022



**Esta página se dejó en blanco intencionalmente**

## Índice

1.	EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD .....	1
2.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN DE CUMPLIMIENTO OPERATIVO ESTANDARIZADO .....	1
3.	PREPARARSE PARA LA INSPECCIÓN.....	1
a.	La Ley de Política Energética de 2005 .....	1
b.	Revise la base de datos de notificaciones .....	1
c.	Revise información de la instalación en GasLog .....	2
d.	Revise el archivo de la instalación .....	2
e.	Programa la inspección de antemano .....	2
f.	Confirme fecha y hora de inspección.....	3
g.	Genere la carta formulario FO-030.....	3
h.	Reserve un vehículo.....	3
4.	Día de la inspección .....	3
5.	Revise los registros .....	4
a.	Registros de detección de fugas (DF) .....	4
1.	Conciliación estadística de inventarios (CEI).....	5
2.	Medición automática de tanques (MAT).....	5
3.	Sistema de detección continua de fugas en el tanque (SDCFT) .....	6
4.	Monitoreo intersticial.....	6
5.	Medición manual de tanques (MMT) .....	6
6.	Prueba de estanqueidad del tanque .....	7
7.	Tuberías presurizadas.....	7
8.	Tubería de succión .....	8
9.	Tanques de doble uso/generador de emergencia.....	8
b.	Registros de protección contra la corrosión. ....	8
1.	Sistemas galvánicos o de corriente impresa .....	8
2.	Revestimiento interior del tanque .....	9
c.	Cubo de derrame (Consulte el Capítulo técnico 4.2) .....	9
d.	Surtidor (Consulte el Capítulo técnico 4.2) .....	9
e.	Verificación de sobrellenado .....	9
f.	Instalación.....	10
g.	Reparación/sustitución, si procede. ....	10

h.	Combustibles alternativos .....	10
6.	Inspección del equipo.....	11
a.	Inspeccionar el equipo UST y el perímetro de la instalación. ....	11
b.	Verificación de la configuración del sistema .....	12
c.	Bomba de turbina sumergible bocas de acceso/sumideros/otras ubicaciones de puertos de acceso.....	12
d.	Ubicación del puerto de llenado/cubos de derrame .....	13
e.	Ubicación de equipo de sobrellenado (si no es una aleta u otro cierre automático).....	14
f.	Ubicación del surtidor .....	14
g.	Equipo de protección catódica.....	16
h.	Evaluación del lugar.....	16
7.	Interior de la instalación.....	16
8.	Fotografiar y/o escanear los registros.....	17
9.	Temporalmente fuera de servicio (Consulte el capítulo SIM de TOS para más detalles): .....	17
10.	Dibujo del lugar .....	17
11.	Sospecha de fuga o impactos ambientales .....	17
12.	Discusión del P/O .....	17
13.	Seguimiento de las inspecciones .....	18
a.	No se detectaron infracciones .....	18
b.	Observaciones.....	18
c.	Registros enviados para su revisión después de la fecha de la inspección.....	18
d.	Registros NO enviados para su revisión después de la fecha de la inspección.....	19
e.	Cambios de propietario .....	19
f.	Protección contra la corrosión .....	19
g.	Infracciones encontradas (Cartas FO-036) .....	19
h.	Documentación y seguimiento .....	20

## 1. EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD

Este documento es solamente una guía y no afecta a los derechos u obligaciones legales. Decisiones de la agencia en cualquier caso específico se realizarán aplicando leyes y regulaciones aplicables a hechos del lugar específico. La mención de nombres o productos comerciales no constituye un respaldo o recomendación de uso.

## 2. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN DE CUMPLIMIENTO OPERATIVO ESTANDARIZADO

La inspección proporciona la oportunidad de educar y asistir a los propietarios de los tanques con el mantenimiento del cumplimiento con el programa de tanques de almacenamiento subterráneo.

La siguiente información se proporciona como un resumen de los pasos a seguir para configurar y completar la inspección. No está destinado a ser un documento independiente. Se apoya en los requisitos generales expuestos en la política "Preparación de una inspección" y los Capítulos técnicos. Los Capítulos técnicos contienen los detalles requeridos para cada ítem a ser inspeccionado y los registros requeridos. Toda la correspondencia, registros, etc., deberá rastrearse y subirse a la *Aplicación de inspección móvil (AIM) de GasLog* cuando se revise y se emita de conformidad con el Manual de inspección estandarizada actual.

## 3. PREPARARSE PARA LA INSPECCIÓN

### a. La Ley de Política Energética de 2005

La Ley de Política Energética de 2005 requiere que cada instalación sea inspeccionada al menos una vez cada tres (3) años. La lista de instalaciones de tres (3) años a ser inspeccionada se consulta en GasLog. Revise la lista y seleccione las instalaciones para ser inspeccionadas utilizando el primer año para la región correspondiente. Dependiendo de la asignación de recursos, las inspecciones pueden asignarse fuera de los límites tradicionales de la Oficina de campo ambiental. Las inspecciones pueden estar coordinadas en función de la proximidad, propietario/operador (P/O), etc. Los inspectores deben considerar todas las solicitudes razonables del P/O para programar las inspecciones si esto no interfiere con el ciclo de inspección programada o la lista generada.

### b. Revise la base de datos de notificaciones

Revise la base de datos de Notificaciones y determine si la información existente del P/O y de la instalación son correctas y completas. Confirme el compartimento y el método de detección de fugas de tuberías además de los ítems con asterisco. La información debe actualizarse en la página de Enmienda del Inspector del Sistema de notificación UST-aplicación Administración de UST. Usted puede enviar cualquier cambio necesario previo a crear y programar la inspección en AIM para evitar duplicar esfuerzos una vez que la inspección está creada. Asegúrese de que los cambios en el compartimento se han grabado en cada página antes de navegar al siguiente compartimento. Usted debe introducir su nombre y enviar los cambios para completar las actualizaciones de la base de datos de Notificaciones.

**Los cambios realizados al método de detección de fugas puede tener un impacto en la Capacitación del Operador B, requiriendo recapacitación o crear una infracción en el AIM si Tank Helper no es actualizado por un Operador B. Más información se puede encontrar sobre requisitos para Operador A, B, C en la sección 13.g más adelante.**

Los cambios en el propietario y la dirección deben ser verificados por la Sección de Notificación. Siempre asegúrese de llevar consigo copias en blanco de los siguientes formularios en la inspección: CN-1260 Notificación para tanques de almacenamiento subterráneo, CN-1383 Cambio de dirección postal del propietario, Notificación modificada, CN-0911 Vendedor informa cambios en la propiedad de los tanques, CN-1392 Notificación del comprador y CN-1186 Notificación de indicios de propiedad.

**c. Revise información de la instalación en GasLog**

Revise la documentación de la(s) inspección(es) pasada en GasLog y los antecedentes de fugas. Revise la base de datos del Tank Helper para determinar si el P/O ha designado operadores A y B. Si no es así, incluya una variable recordatoria en la carta de programación FO-030 usando AIM. Verifique la lista de prohibición de entrega en el sitio de internet UST para determinar si la instalación está en la lista. Si la instalación está en la lista, ya debe estar rotulada con rojo y documentada en GasLog. Si GasLog no indica que los tanques han sido rotulados con rojo, consulte a su Gerente de la oficina de campo ambiental UST por más información. Si GasLog indica un caso de cumplimiento activo/pendiente, contacte al gerente de caso en la Sección Cumplimiento para determinar si la inspección debe ser de seguimiento para ser enviada al administrador de casos en la Sección Cumplimiento o si la inspección debe ser pospuesta.

**d. Revise el archivo de la instalación**

Revise el archivo de la instalación de las inspecciones previas y determine si hay fugas informadas o si han ocurrido investigaciones de fugas. Si se identifica una investigación/acción correctiva de una fuga en curso, notifique al administrador de casos de contaminación de la inspección pendiente. El descubrimiento de una fuga durante la inspección puede ser manejado de manera diferente que una investigación/caso de acción correctiva de una fuga en curso. El administrador de casos también puede querer participar de la inspección. Puede haber pozos presentes para la investigación/limpieza que no son para los propósitos de detección de fugas (DF).

**e. Programe la inspección de antemano**

Personalmente, llame al P/O para programar la inspección. Mientras programe la inspección, confirme el P/O y dirección postal correctos. Si se descubre un cambio en una propiedad o dirección postal, envíe una Notificación por el Formulario de tanques de almacenamiento subterráneo al nuevo propietario y, si se requiere, un formulario de Proveedor al propietario registrado. Durante la llamada telefónica, asegúrese de que el P/O o un representante debidamente autorizado (RDA) que tenga conocimiento del sistema de UST y su funcionamiento esté en el lugar durante la inspección y sea capaz de abrir todas las bocas de acceso, tapas de surtidores y proporcione la información impresa que se indica debajo. Obtenga un número de teléfono alternativo del representante para estar presente. Si no lo puede ubicar por teléfono, indique en el memorando del programa (una confirmación escrita por correo electrónico puede sustituir al memorando e ir al siguiente ítem.

**Notas:**

- En el caso de que un RP no pueda cumplir con el ciclo de inspección de la División de 3 años como es requerido por la EPA, los inspectores deben tratar el caso con sus inmediatos superiores y consultar a DDFO para más instrucciones.
- El personal debe abstenerse de abrir bocas de acceso, tapas de surtidores, etc., para evitar herir al personal y/o dañar el equipo del sistema de UST.



#### **f. Confirme fecha y hora de inspección**

Complete el memorando de programación o imprima el correo electrónico confirmando la fecha y hora para el archivo de inspección. Cree una nueva inspección en GasLog y rellene todos los campos que no estén relacionados con la inspección en el lugar de conformidad con las instrucciones de GasLog.

#### **g. Genere la carta formulario FO-030**

Genere la carta formulario FO-030 en la función combinación de correspondencia GasLog y emita la carta (con la lista de verificación) confirmando la inspección. La carta debe ser dirigida al propietario registrado en la base de datos de Notificación. Si la carta es rechazada o devuelta sin reclamo, contacte al P/O por una dirección correcta. Si el P/O no ha designado un Operador A y B, incluya la variable recordatoria en la carta del programa. Rastree toda la correspondencia en GasLog y asegúrese de que todos los documentos fueron grabados usando la convención de nombre del archivo: 9999999 OI # Paquete de inspección MM-DD-AAAA (la fecha usada es la fecha de la inspección). Suba los documentos de inspección como un paquete bajo el último evento en GasLog.

#### **h. Reserve un vehículo**

Transporte seguro (vehículo oficial o personal, Enterprise® Rental Car, etc.). Vea las políticas de viaje actuales o las guías específicas de la Oficina de campo/División optando por las opciones menos costosas.

### **4. Día de la inspección**

- Reúna el equipo (consulte el documento "Preparación de una inspección") incluyendo la tableta asignada, EPP, etc.
- Reúna el papeleo incluyendo los registros enviados con anterioridad voluntariamente. Esté preparado para documentar observaciones de la inspección en papel o use el software (MS-365, solicitudes, etc.) si no hay servicio de internet inalámbrico disponible en la instalación.
- Confirme las instrucciones para la localización mediante servicios de internet o servicios GPS. Las paradas múltiples pueden ser utilizadas para las rutas de viaje más eficientes o para evitar interrupciones/retrasos en el tráfico.
- Notifique al P/O de la instalación a su llegada. Si es adecuado, firme el registro de visitas para indicar la presencia (no firme dispensa, vea el apéndice). Si no hay un representante presente, llame al número alternativo proporcionado o consulte a los empleados en el lugar. Si no hay contactos disponibles en el lugar, regrese a la oficina y emita una carta formulario FO-036 NS.
- Ingrese los detalles de la inspección en AIM. Si no hay servicio de internet inalámbrico disponible en la instalación: use lápiz/lapicera o software (MS-365, solicitudes, etc.) para documentar las observaciones de la inspección en AIM cuando esté disponible la señal inalámbrica.
- Verifique el nombre de la instalación, dirección y número de identificación.
- Verifique el nombre y dirección del propietario.
- Solicite ver la firma del Operador C designado o el manual de instrucciones (no se requiere para instalaciones desatendidas si el operador de Clase B está entrenado para Clase C y responderá a

las emergencias y alarmas). Si no está disponible, entonces inclúyala como una infracción en la carta Resultados de la inspección. Consulte el ítem 13.g más adelante por los requisitos adicionales para Operadores A, B, C.

- Coordenadas de latitud/longitud en GasLog en el sistema de tanque antes que o cuando complete la inspección usando la función “Obtenga mi ubicación”:
- Indique si detectó un tanque no registrado regulado por UST, haga que el P/O complete el formulario de notificación y que lo firme. Añada el hallazgo del tanque no registrado en la carta de Resultados de inspección mencionando el idioma del estatuto y consulte cumplimiento.
- Si la instalación se etiquetó con rojo pero no se ha autorizado su retiro, compruebe si las etiquetas rojas siguen en su sitio. Si se retiraron las etiquetas rojas, saque fotos de los puertos de llenado e indique si la instalación está en funcionamiento, recopile toda la información aplicable, incluidas las fotos de los comprobantes de entrega, registre los niveles del producto y envíe una copia del informe de inspección a la Sección de Notificación.

## 5. Revise los registros

El día de la inspección se revisarán los registros (si el P/O prefiere presentar los registros antes de la inspección), se aceptan presentaciones electrónicas. Si se envían copias impresas por correo, el inspector escaneará los documentos utilizando el equipo TDEC/División y devolverá los registros enviados a menos que el P/O haya indicado que son copias que no deben devolverse. Asegúrese de que los registros se identifiquen claramente con la información de la instalación. Complete la sección de registros aplicable para cada sistema de UST en GasLog. Si la División programa una inspección con antelación a la fecha de la misma, todos los registros deberán estar presentes y disponibles para su revisión durante la inspección programada.

### a. Registros de detección de fugas (DF)

Consulte el Capítulo técnico aplicable o la lista de verificación del P/O. Si el método de DF indica una sospecha de fuga, complete la sección correspondiente en GasLog, notifíquelo al EFOM y al administrador de casos y siga la *Guía del personal para el proceso .09(6)* vigente. Si no se notifica la sospecha de fuga, emita la carta de formulario FO-038a, Sospecha de fuga no notificada. De conformidad con la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)5., todos los métodos de detección de fugas deben haber sido evaluados por terceros y figurar en la lista del sitio web del Grupo nacional de trabajo sobre evaluaciones de detección de fugas (NWGLDE). Cualquier equipo o método de detección de fugas incluido en la lista del NWGLDE para el que ya no se disponga de soporte técnico no podrá utilizarse para cumplir con los requisitos.

En conformidad con .02(8), debe realizarse una inspección de recorrido mensual. Los propietarios y operadores deben mantener registros (de conformidad con el subpárrafo (2)(b) de la Regla 0400-18-01-.03) de las inspecciones de recorrido de funcionamiento y mantenimiento durante un (1) año. Los registros deben incluir una lista de cada área verificada, si cada área verificada fue aceptada o necesitó tomar una acción, una descripción de las acciones tomadas para corregir un problema y registros de entregas si el equipo de prevención de derrames es verificado menos frecuentemente que cada 30 días debido a entregas infrecuentes. Se recomienda a los P/O que utilicen el Formulario de inspección de recorrido mensual/anual de la División (CN-2544), un formulario de una organización reconocida a nivel nacional u otro formulario preaprobado por la División. El Asesor ambiental de la división es responsable de las preaprobaciones de los formularios y de la lista de formularios preaprobados existentes.

## 1. Conciliación estadística de inventarios (CEI)

Los registros deben proporcionar la siguiente información (consulte Capítulo técnico 3.3):

- Página de resumen con los resultados mensuales indicando aprobado, no aprobado o no concluyente
- Proveedor de la CEI
- Método de CEI (si se trata del Sistema de detección continua de fugas en el tanque (SDCFT), consulte la sección iii. más adelante) (Debe aparecer en la lista de NWGLDE)
- El método cumple con el tamaño del tanque y los criterios de flujo como se indica en la certificación de terceros (NWGLDE)
- Una tasa de fuga calculada no superior a 0,10 galones por hora
- Datos de inventario (sin clasificar) de los últimos doce meses:
- Control y registro mensual del agua
- Los niveles de petróleo se miden con una precisión de 1/8 de una pulgada
- El conjunto de datos brutos cubre treinta días (si no es así consulte el Capítulo técnico 3.3 acerca de CEI)
- Contadores calibrados anualmente
- Últimos doce meses de registros disponibles
- Registro de los resultados de la prueba en la Aplicación de inspección móvil (AIM) de GasLog

## 2. Medición automática de tanques (MAT)

Los registros deben proporcionar la siguiente información (consulte el Capítulo técnico 3.2):

- Información de la instalación
- Nombre del fabricante y número del modelo
- Tipo de prueba (estática, continua, si se trata del Sistema de detección continua de fugas en el tanque (SDCFT), consulte la sección iii. más adelante)
- Evalúe las limitaciones de capacidad del tanque
- Últimos doce meses de registros del MAT disponibles
- Prueba de medidas de al menos 2,0 gph al mes
- Registre los resultados en AIM de GasLog
- Las listas de alarmas solamente deben facilitarse si faltan los registros correspondientes a dos (2) o más meses o si los resultados de las pruebas no son válidos o fallan. Sin embargo, si el P/O proporciona la información voluntariamente y se indica una alarma, evalúe el motivo de la alarma para determinar si es necesaria una revisión adicional (como una alarma de sondeo)
- La prueba cumple con los requisitos de certificación de terceros
- El informe anual de la prueba del MAT está disponible para su revisión (a partir del 13 de octubre de 2021, los tres últimos informes de prueba deberán estar disponibles para su inspección).

### **3. Sistema de detección continua de fugas en el tanque (SDCFT)**

Los registros deben proporcionar la siguiente información:

- Página de resumen con los resultados mensuales e información de la instalación
- Proveedor de SDCFT
- Método de SDCFT
- Resumen de la producción mensual de productos para garantizar que el método se ajusta de conformidad con el listado de NWGLDE
- Limitaciones de capacidad del tanque
- Últimos doce meses de registros disponibles
- Nombre del fabricante y número del modelo del MAT
- Prueba de medidas de al menos 2,0 gph al mes
- Registre los resultados en AIM de GasLog

### **4. Monitoreo intersticial**

Los tanques y tuberías se enumeran por separado en el Capítulo técnico 3.4 con el fin de abordar las situaciones en las que el monitoreo intersticial (MI) se utiliza solamente en los tanques o solamente en las tuberías. Asegúrese de que los registros proporcionan la siguiente información y se presenten en los formularios estandarizados (a menos que la División apruebe previamente un formulario alternativo que contenga la misma información que la registrada en el formulario estandarizado):

Todos los tanques y tuberías presurizados instalados o reemplazados después del 24/07/07 deberán ser contenidos secundariamente con MI, sin embargo, MI puede utilizarse para tanques y tuberías más antiguas de la siguiente manera:

- Monitoreo del espacio intersticial, solamente electrónico
- Tipo de dispositivo de control (líquido, presión, discriminación)
- El dispositivo de monitoreo está certificado por terceros (listado en NWGLDE)
- Últimos doce meses de informes del estado de los sensores disponibles
- Últimos doce meses de informes de los antecedentes de alarmas disponibles
- Registre los resultados en AIM de GasLog

### **5. Medición manual de tanques (MMT)**

¿Los registros proporcionan la siguiente información?

- Tamaño y diámetro del tanque verificados por el P/O
- El método aplicable para el tamaño del tanque (inferior o igual a 2000 gal.) y su antigüedad (en Tennessee, cualquier tanque instalado a partir del 24 de julio de 2007 está obligado a realizar un monitoreo intersticial; por lo tanto, ya no se permite la combinación de medición manual de tanques y la prueba de estanqueidad del tanque. Basándose en el tamaño del tanque (incluida la duración y el diámetro de la prueba) en la Tabla 1 del Capítulo técnico 3.1 de la MMT, se exigió y realizó una prueba de estanqueidad

- El intervalo de tiempo entre las lecturas de la varilla es adecuado para el tamaño del tanque
- Mediciones del nivel de líquido del tanque realizadas al principio y al final de la duración adecuada de la prueba
- Mediciones de nivel basadas en el promedio de dos lecturas consecutivas de la varilla tanto al comienzo como al final de la duración de la prueba
- Los niveles de petróleo se miden con una precisión de 1/8 de pulgada y las mediciones se registran con una precisión de 1/8 de pulgada
- Últimos doce meses de registros disponibles
- Registre los resultados en AIM de GasLog

## 6. Prueba de estanqueidad del tanque

Si se requiere una prueba de estanqueidad del tanque para la detección de fuga (solamente aplicable a MMT) o una investigación de sospecha de fuga, identifique lo siguiente:

- La prueba de estanqueidad del tanque completa incluye la prueba de espacio vacío
- La prueba de estanqueidad del tanque realizada en los últimos cinco (5) años si se realizó junto con la medición manual de tanques
- El formato del informe debe incluir la información indicada en el Capítulo técnico 3.7

## 7. Tuberías presurizadas

Identificar lo siguiente: [requiere una opción catastrófica **y** una periódica (consulte el Capítulo técnico 3.5)]

### a. Catastrófico (detector automático de fugas en línea):

#### i. Detector mecánico de fugas en línea

Prueba anual del detector de fugas en línea (debe cumplir 3,0 gph a 10 libras por pulgada cuadrada (psi) o un índice de fuga equivalente, no solo resultados de aprobado/no aprobado. Si el detector de fugas no aprueba, debe sustituirse) Deben facilitarse los resultados de las tres últimas pruebas anuales del detector de fugas en línea para su inspección o

#### ii. Detector electrónico de fugas en línea

Prueba anual del detector de fugas en línea (debe cumplir 3,0 gph a 10 psi o un índice de fuga equivalente, no solamente los resultados de aprobado/no aprobado. Si un detector de fugas no aprueba, debe sustituirse); deben facilitarse los resultados de las tres últimas pruebas anuales del detector de fugas en línea para su inspección.

### b. Periódico (prueba anual de estanqueidad del tanque en línea o supervisión manual)

#### i. Si la prueba de estanqueidad en línea es anual, deberá facilitarse la prueba incluyendo la información indicada en el Capítulo técnico 3.5 o

#### ii. Detector electrónico de fugas en línea, tener los últimos doce (12) meses de pruebas de 0,2 gph o una prueba anual de 0,1 gph. Registrar los resultados en AIM de GasLog, o



- iii. Supervisión mensual: tener los resultados de los últimos doce meses (12) meses. Registre los resultados en AIM de GasLog

## **8. Tubería de succión**

Identifique lo siguiente (consulte el Capítulo técnico 3.6):

- Tuberías de succión americanas (EE. UU.) : pruebas de estanqueidad en línea de tres (3) años o registros de control mensual de los últimos doce (12) meses
- Tuberías de succión europeas (seguras): no se requiere detección de fugas en las tuberías de succión que están diseñadas y fabricadas para cumplir lo siguiente:
- Las tuberías subterráneas trabajan a una presión atmosférica inferior
- Las tuberías subterráneas tienen una pendiente que permite que el contenido vuelva al tanque de almacenamiento si se libera la succión
- Solamente hay una válvula de verificación y está directamente debajo de la bomba de succión (si se ha verificado la tubería actual previamente, no es necesario volver a revisarla)
- El producto que fluye por gravedad, como en una tubería de llenado remoto o en una tubería de aceite residual, se regulará como tubería de succión segura

## **9. Tanques de doble uso/generador de emergencia**

A fines de 2017, la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos notificó a la División que el diésel ya no se considera un sustituto, por lo tanto, muchos sistemas de UST que originalmente se interpretaron como exentos ahora pueden estar sujetos a requisitos reglamentarios. El tipo de combustible usado y dónde se consume son los factores principales que hay que tener en cuenta a la hora de regular los tanques de doble uso. La División debe revisar las tres últimas facturas de carga para asegurarse de que cumplen estos requisitos. Consulte la Sección 2.2 Sistemas de UST Atípicos de este manual para obtener más información.

### **b. Registros de protección contra la corrosión.**

#### **1. Sistemas galvánicos o de corriente impresa**

Deberá cumplirse y presentarse el formulario de encuesta del sistema galvánico o de corriente impresa a menos que la División apruebe previamente un formulario alternativo que contenga la misma información que la registrada en el formulario estandarizado. Consulte el Capítulo técnico 4.1.

Se facilitarán para su inspección los resultados de las pruebas de protección catódica más recientes de los tres (3) años, los resultados de la protección catódica de los (3) años anteriores y, si procede, los resultados de las pruebas de protección catódica realizadas en los seis (6) meses siguientes a una reparación del sistema de PC. Los resultados de la prueba se facilitarán en el formulario de la División (a menos que la División apruebe previamente un formulario alternativo que contenga la misma información que la registrada en el formulario estandarizado) y deberá estar completo. Si los resultados de la prueba de PC indican que las lecturas no son consistentes con el material de fabricación reportados, discútalos con el P/O durante la inspección en el lugar y siga los procedimientos descritos en la Sección 12 más

adelante.

En el caso de los sistemas de corriente impresa, se facilitará el formulario de registro de 60 días de funcionamiento del rectificador de protección catódica de corriente impresa (CN-1282) que contenga al menos tres (3) últimas lecturas requeridas o, bien, esta información puede facilitarse en el formulario de Recorrido anual de la División (CN-2544) (a menos que la División apruebe previamente un formulario alternativo que contenga la misma información que la registrada en el formulario estandarizado).

## **2. Revestimiento interior del tanque**

Si la protección catódica por corriente impresa o galvánica no está presente o activa, el/los tanque(s) deberá(n) estar permanentemente cerrado(s). Consulte el Capítulo técnico 4.1. El P/O debe tener los registros relativos a la adición del PC incluyendo:

- Diseño experto de PC
- Los resultados de la prueba de estanqueidad entre tres (3) y seis (6) meses después de la adición de la corriente impresa (CI) (consulte la sección de prueba de estanqueidad del tanque y el Capítulo técnico 3.7)
- Prueba de PC en los seis (6) meses siguientes a la instalación del CI

### **c. Cubo de derrame (Consulte el Capítulo técnico 4.2)**

Los registros de los cubos de derrame deben completarse para los últimos doce meses, mostrar cualquier medida adoptada como consecuencia de ello y notificarse en el formulario estandarizado CN-1286 de la División o esta información puede ser proporcionada en el formulario de Recorrido anual de la División (CN-2544) (a menos que un formulario alternativo que contenga la misma información que la registrada en el formulario estandarizado sea preaprobado por la División).

### **d. Surtidor (Consulte el Capítulo técnico 4.2)**

Los registros de los surtidores deben completarse trimestralmente, mostrar cualquier medida adoptada como consecuencia de ello y notificarse en el formulario CN-1287 de la División o esta información puede facilitarse en el formulario de Recorrido anual de la división (CN-2544) (a menos que un formulario alternativo que contenga la misma información que la registrada en el formulario estandarizado sea preaprobado por la División).

### **e. Verificación de sobrellenado**

El equipo de prevención de sobrellenado debe probarse al menos una vez cada tres (3) años. Consulte la Regla .02(3)(a)4. Como mínimo, la prueba debe garantizar que el equipo de prevención de sobrellenado está configurado para activarse en el nivel correcto y que se activará cuando el petróleo alcance ese nivel. Consulte la Regla .02(3)(c).

Los resultados de la prueba completa se facilitarán en un formulario reconocido a nivel nacional, como el publicado por el Instituto de Equipos Petroleros (PEI), a menos que se utilice un formulario alternativo que contenga la misma información que la registrada en el formulario estandarizado y haya sido previamente aprobado por la División.

En cada inspección deberá comprobarse lo siguiente mediante una de las opciones que figuran a continuación:

- Válvula de flotador de bola (no puede utilizarse con tuberías de succión, entregas presurizadas, llenados remotos o recuperación de vapor coaxial de Etapa I)
- Si el propietario de un tanque opta por instalar una válvula de aleta además de un flotador de bola, debe ajustarse para que se active a un nivel de cierre inferior al del flotador de bola, de acuerdo con la norma PEI RP-100.
- Válvula de aleta (verificar su presencia durante el día de inspección)
- Alarmas de alto nivel (verificar su presencia durante el día de inspección)

No se requiere verificación de sobrellenado para sistemas de llenado por transferencia de o más de veinticinco (25) galones a la vez o sistemas de UST de TOS vacíos. Consulte la Sección 2.4 y el Capítulo técnico 4.2 de este manual.

#### **f. Instalación**

Si se trata de una instalación nueva en los últimos doce (12) meses o de la primera inspección de una instalación (no registrada con anterioridad), los registros de instalación, incluido el recibo de embarque del tanque, la lista de verificación de la instalación, la factura del instalador y la prueba inicial de los sistemas antes del suministro (consulte la sección anterior sobre la prueba de estanqueidad del tanque y el Capítulo técnico 3.7). Para un sistema de succión seguro, determine si un inspector anterior verificó los registros de instalación que indican que solamente hay una válvula de verificación en la tubería inmediatamente debajo del surtidor o una declaración firmada de un contratista que verifique lo mismo y que describa cómo se hizo esa determinación.

#### **g. Reparación/sustitución, si procede.**

Registros de las reparaciones de los equipos de detección de fugas o de protección catódica (durante tres (3) años después de la reparación para todos los equipos instalados permanentemente). De conformidad con .02(8), para todos los sistemas de UST, se debe completar una inspección de recorrido anual (formulario CN-2544 de la División). Las varillas de medición del producto desgastadas o dañadas deben sustituirse.

- Registros de reparaciones de tanques de acero o tanques o tuberías de plástico reforzado con fibra de vidrio (FRP). Resultados de pruebas de estanqueidad o verificación mensual tras la reparación (consulte la sección de pruebas de estanqueidad).
- Resultados de la prueba de estanqueidad realizadas a más tardar 6 meses pero no antes de los tres (3) meses posteriores a la incorporación de ánodos a cualquier sistema de protección catódica. Consulte la sección de registro de detección de fuga para las pruebas de estanqueidad de tanques y el Capítulo técnico 3.7.

#### **h. Combustibles alternativos**

Antes de poner en servicio un sistema de UST diseñado para almacenar combustibles combinados con etanol superiores al 10 % de etanol o una mezcla superior al 20 % de biodiésel, los propietarios de los tanques deben cumplir y presentar una Lista de verificación de compatibilidad de equipos (CN-1285) y una Declaración de compatibilidad (CN-1283)

indicando que los componentes del sistema de UST serán compatibles con el producto almacenado.

Si procede, consulte la Sección de Notificación para determinar si la Lista de verificación de compatibilidad de equipos para Sistemas de tanques de almacenamiento subterráneo con combustibles combinados (CN-1285) y la Declaración de compatibilidad (CN-1283) se presentaron según lo exigido. Proporcione la Lista de verificación al P/O o indíquele dónde encontrar el formulario (página de Combustibles alternativos en el sitio de la División <https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/compliance-inspections/alternative-fuels.html>) para que lo complete y lo envíe a la División. Este formulario suele presentarse junto con el Formulario de notificación previa a la instalación de la división (CN-1288).

## 6. Inspección del equipo

**La siguiente información se proporciona como un resumen de los pasos a seguir para completar la inspección. No está destinado a ser un documento independiente. Se apoya en los requisitos generales expuestos en la política “Requisitos generales para una inspección” y en todos los Capítulos técnicos. Ellos indican los detalles para cada ítem para ser inspeccionado y los registros requeridos.**

### a. Inspeccionar el equipo UST y el perímetro de la instalación.

Este resumen se diseñó para ayudar al inspector en cómo inspeccionar el equipo basado en la ubicación del componente a inspeccionar y no necesariamente encaja en la categoría amplia. Algunos ítems pueden repetirse si se encuentran en varias zonas a inspeccionar. No pretende dictar el orden exacto de inspección, sino garantizar que se inspeccionen todos los componentes del sistema. EL P/O o RDA debe proporcionar acceso seguro a todas las bocas de acceso y surtidores y remover las tapas durante la inspección. El inspector debe dedicar tiempo para inspeccionar a fondo todo el equipo. Si se descubre evidencia de una fuga, notifique a EFOM y al administrador de casos, siga la *Guía del personal para el proceso* .09(6) y consulte la Regla 0400-18-01-.05 para completar los pasos bajo sospecha de fuga incluido el surtidor y bocas de acceso/sumideros de la BTS, impactos ambientales [por la regla .05(2) incluye descubrimiento de petróleo escapando del sistema de UST, dispositivos de contención asociados, o cualquier componente de un tanque, línea, surtidor, contador o detector de fuga en línea, no diseñado para el propósito de surtir petróleo, así como, el descubrimiento de petróleo en el ambiente como ser la presencia de productos libres o vapores en suelos, basamentos, alcantarillados y líneas de servicios públicos, y cerca de aguas superficiales o agua potable], condiciones de funcionamiento inusuales, etc.

**Tome fotografías de la instalación UST con el equipo expedido por la División, incluida la disposición, a menos que no haya habido modificaciones desde la última inspección. Fotografíe todas las infracciones, las anomalías del sistema de tanques (agua en el sumidero, falla de las tuberías flexibles, incertidumbre sobre la existencia de infracciones) y los problemas/registros que requieran una revisión adicional. Las fotografías deben guardarse en formato electrónico y, en caso necesario, remitirse al experto técnico adecuado para que preste asistencia.**

**Información de propiedad:** algunas instalaciones pueden tener políticas de seguridad o de

empresa en las que el personal no pueda tomar fotografías de cumplimiento operativo, como en el caso de la administración pública, las empresas o la industria, donde pueden estar en uso procesos/equipos patentados. El personal puede solicitar al RDA de la instalación que recoja y envíe fotografías en nombre de la instalación. En relación con las reclamaciones de información sujeta a derechos de propiedad, consulte a su supervisor, quien puede ponerse en contacto con el responsable del control de documentos sujetos a derechos de propiedad de la División (Director de la División) para conocer las posibles opciones (consulte las definiciones en la Regla 0400-18-01-01(4)).

Los registros de propiedad válidos requieren una administración específica de los documentos y su conservación.

#### **b. Verificación de la configuración del sistema**

- Esto incluye el número, tamaño, contenido, ubicación, si los tanques son múltiples, etc., y comparar con los registros de la División. Si existen discrepancias entre la base de datos de la Notificación y el equipo real, etc., la información debe actualizarse en la página de Enmiendas del inspector del sistema de notificación UST en la aplicación de Administración de UST.
- Si procede, identifique si hay separador de aceite/agua y si tiene un tanque de retención separado que esté regulado y no registrado. Si no está registrado, complete el formulario de Notificación y consulte la Sección 2.2 Sistemas de UST atípicos.

#### **c. Bomba de turbina sumergible bocas de acceso/sumideros/otras ubicaciones de puertos de acceso**

- Verifique y documente la presencia de filtraciones o goteos y póngase en contacto con el EFOM para recibir instrucciones adicionales (puede ser aplicar la Regla 0400-18-01-.05 y .09(6)).
- ¿Está conectado el tubo de ventilación del detector de fugas en la línea, si es necesario?
- Revise si hay entrada de agua/tierra o escombros/materias extrañas que impidan una inspección adecuada.
- Inspeccione la integridad de la pared, sellos, fundas/juntas. Si hay válvulas de flotador de bola, asegúrese de que los accesorios de la parte superior del tanque estén apretados para garantizar un funcionamiento correcto. Las válvulas de flotador de bola se utilizarán con el sistema de succión, la recuperación de vapor coaxial de la Etapa I, los llenados remotos y las entregas presurizadas. Los ejemplos incluyen: el obturador de recuperación de vapor debe asentarse correctamente, el tapón de la sonda del MAT debe estar instalado correctamente y no estar agrietado, que falte o esté dañado el ojal del cable de la sonda del MAT, no se han utilizado otros puertos de medición, etc.
- Si están presentes, determine si las líneas del múltiple están protegidas contra la corrosión (las tuberías asociadas con la recuperación de vapores no requieren PC, consulte la Sección 2.2 Sistemas de UST atípicos, sección Recuperación de vapores de Etapas I y II).
- En el caso de los sumideros que se instalaron después del 24 de julio de 2007 o de los sumideros asociados al monitoreo intersticial para la detección de fugas, independientemente de la fecha de instalación, si se descubren grietas, se deben reparar o sustituir los sumideros o las fundas de entrada (consulte los Capítulos técnicos 3.4, Contención secundaria y Monitoreo intersticial). Si se encuentran escombros o líquido, se debe aconsejar al P/O o RDA que retire rápidamente y elimine en forma adecuada los escombros/líquido/residuos de



conformidad con los requisitos locales, estatales y federales y determine la fuente. Pequeñas cantidades de escombros/líquido/residuos son aceptables si no interfieren con la colocación o el funcionamiento del sensor.

- Si hay sensores en el sumidero, asegúrese de que están colocados correctamente y de que funcionan según lo previsto para detectar una fuga. Los inspectores no deben iniciar la prueba de alarma del sensor; la función adecuada se documenta en el Informe electrónico anual de monitoreo intersticial de la División (CN-1339), a menos que la División apruebe previamente un formulario alternativo que contenga la misma información que la registrada en el formulario estandarizado.
- Aunque el cabezal de la bomba de turbina sumergible (BTS) no requiere de PC, los componentes metálicos de las tuberías y los conectores flexibles en contacto con tierra o agua sí requieren de PC. Consulte el Capítulo técnico 4.1.
- Si se pone en duda el material de construcción notificado, exija la verificación por:
  - Factura de instalación (si fue instalada los últimos tres (3) años), o
  - Documentación fotográfica del material de las tuberías presentada por un tercero cualificado, o
  - Se realizaron pruebas de PC y se añadieron a la PC adecuada, a menos que el tanque o las tuberías nunca se hayan mejorado para cumplir con el plazo de mejora de 1999 y, por lo tanto, sea necesario retirarlos.
- Si el material de construcción está en conflicto con la información reportada, la información puede actualizarse en la página de Enmienda del inspector del Sistema de notificación UST de la aplicación de Administración UST.
- Si se identifican tuberías flexibles de primera generación de Total Containment Inc. (TCI), emita el FO-035 correspondiente. Consulte el Capítulo técnico 3.5 para ver fotos de ejemplo.
- Los detectores de fugas en la línea, si son necesarios, están presentes y situados en el lugar adecuado. En el caso de los detectores electrónicos de fugas en la línea, si no se ha realizado una prueba anual del detector de fugas en línea, un representante autorizado deberá estar disponible para imprimir la información de configuración de las fugas en la línea de presión. Si es Veeder Root ELLD, el inspector debe verificar el tipo de tubería y los ajustes de longitud utilizando una rueda de medición o Rolatape para asegurarse de que la longitud estimada de la tubería coincide con la longitud registrada (30 % de la longitud real de la tubería o cincuenta pies, lo que sea menor) en la información de configuración proporcionada para asegurarse de que los ELLD se configuran correctamente.

#### **d. Ubicación del puerto de llenado/cubos de derrame**

- Confirme visualmente que los cubos son funcionales (sin agujeros ni grietas ni escombros). Si se encuentran escombros o líquido y se retiran inmediatamente, no se trataría de una infracción. Si no se retiran durante la inspección, exija el retiro como infracción en la carta de resultados de la inspección. Si no se retiran en el plazo indicado, publíquelo como infracción en el Aviso de acción de cumplimiento. Si el inspector encuentra un cubo de derrame agrietado o defectuoso durante una inspección, debe informar al P/O que es necesario sustituirlo, a menos que la pieza dañada sea un componente para el que el fabricante proporciona piezas de reparación y permita realizar las reparaciones. Algunas empresas proporcionan revestimientos para cubos de derrames; sin embargo, la mayoría de los fabricantes no apoyan

la instalación de revestimientos como una reparación aceptable del cubo de derrame. Dependiendo del aspecto de los daños en el cubo de derrame, se dará al P/O la oportunidad de realizar una prueba de integridad en lugar de la sustitución. Si la prueba de integridad determina que el cubo es impermeable, no será necesario sustituirlo. Consulte el Capítulo técnico 4.2, Apéndice 1 para Procedimientos de pruebas hidrostáticas. Informe al P/O y solicite en la carta de resultados de la inspección que notifique al inspector setenta y dos (72) horas antes de la sustitución para que el inspector pueda estar presente y determine si ha provocado un impacto ambiental. Si se le notifica debidamente, el inspector inspeccionará debajo del cubo de derrame para determinar si hay manchas y/o producto libre. Si se descubriera una contaminación significativa, se requerirá una comprobación del lugar (emitir carta formulario FO-001scsb con el anexo). Esto implicaría hacer una perforación en la dirección de descenso del tanque que alberga el cubo defectuoso, pero fuera del tanque.

- Determine si hay tubería de caída, si es necesario (para la CEI, para eximir las tuberías ascendentes de PC o para una instalación de válvula de aleta)
- Determine si las mediciones se han realizado en una tubería de caída utilizando una varilla de medición o del MAT (solamente para la CEI). La varilla de medición debe estar en buenas condiciones y ser capaz de medir con una precisión de 1/8 de una pulgada. Una varilla de medición en buen estado no está rota, los extremos no están desgastados, las medidas no están desgastadas y son claramente legibles, el barniz está intacto y no desgastado y está tapado con un tapón de teflón.
- Presencia de equipo de sobrellenado (revise visualmente la válvula de aleta o el cierre automático, si procede)
- Cada cubo de derrame contará con una tapa que esté en buenas condiciones y no esté en contacto con la tapa de llenado.

Todo el equipo de prevención de derrames se probará cada tres (3) años de conformidad con la Regla .02(3)(c)1.(ii).

#### **e. Ubicación de equipo de sobrellenado (si no es una aleta u otro cierre automático)**

Todos los equipos de prevención de sobrellenado se probarán y cada tres (3) años de conformidad con la Regla .02(3)(c)2. Tenga en cuenta que las válvulas de flotador de bola no pueden repararse y deben sustituirse por una alarma de sobrellenado o una válvula de aleta.

#### **f. Ubicación del surtidor**

- Revise la presencia de filtraciones o goteos y anótelas como una infracción, Regla 0400-18-01-.05(2). Se puede aplicar la Política de lugar modificado para revisión para fugas en surtidores. Si procede, emita la carta formulario FO-001scd y consulte al EFOM para aplicar la *Guía del personal para el proceso .09(6)* vigente.
- Los escombros que se encuentran debajo de un surtidor pueden interferir con lo siguiente: observe una fuga, determine si los conectores flexibles requieren fundas/PC o para determinar si las válvulas de corte están correctamente ancladas. Los escombros deben retirarse inmediatamente. Si no se eliminan inmediatamente, exija el retiro según la Regla 0400-18-01-.02(3)(b)3. como una infracción en la carta de resultados de la inspección.

- Debe evaluarse la PC de los componentes metálicos de las tuberías y los conectores flexibles situados bajo los surtidores en contacto con el suelo o el agua. Consulte el Capítulo técnico 4.1. Inspeccione los sumideros, si existen.

En el caso de los sumideros que se instalaron después del 24 de julio de 2007 y si se descubren grietas, entonces deben repararse o sustituirse los sumideros o las fundas de entrada (consulte los Capítulos técnicos 3.4, Contención secundaria y Monitoreo intersticial). Si se encuentran escombros/líquidos en un sumidero (se aceptan pequeñas cantidades de escombros/líquido/residuos siempre que no interfieran con la colocación o el funcionamiento del sensor), exija al P/O que retire y elimine adecuadamente el líquido de conformidad con los requisitos locales, estatales y federales. Si el sumidero dañado pareciera permitir una fuga al ambiente, si procede, emita la carta de comprobación del lugar adecuada y consulte el EFOM para aplicar la *Guía del personal para el proceso .09(6)* vigente. Todos los sumideros de contención se probarán y cada tres (3) años de conformidad con la Regla .04(4)(c)1.

- Si hay sensores, asegúrese de que están colocados correctamente y de que funcionan según lo previsto. (Los inspectores no deben iniciar la prueba de alarma del sensor). Si se encuentra líquido, se debe aconsejar al P/O o RDA que lo retire rápidamente y elimine en forma adecuada de conformidad con los requisitos locales, estatales y federales.
- Si existen discrepancias entre la base de datos de la Notificación y el equipo real, etc., la información puede actualizarse en la página de Enmiendas del inspector del Sistema de Notificación UST en la aplicación de Administración de UST.
- Revise el tipo de tubería (succión/presión/gravedad), la configuración y la presencia de conectores flexibles, válvulas de bola y/o juntas oscilantes (a veces observadas en tramos de tuberías metálicas). Determine si se cumplen los requisitos de la PC. Si la tubería no metálica se instaló después del 1 de noviembre de 2005, determine si la tubería está etiquetada como lo requiere la Regla 0400-18-01-.02(4)(b)1.
- Si el inspector no la ha verificado previamente en el AIM, identifique el material de fabricación (consulte la Sección 12).
- Si se identifican tuberías flexibles TCI de primera generación, emita el FO-035 correspondiente. Consulte el Capítulo técnico 3.5 para ver fotos de ejemplo.
- Si procede, determine si los documentos de compatibilidad de combustibles combinados (CN-1283 y 1285) fueron enviados por el P/O a la Sección de Notificación. Proporcione la lista de verificación al P/O o indíquele dónde encontrar el formulario (página de combustibles alternativos en el sitio web de la División) para que lo complete y lo envíe a la División. Estos formularios suelen presentarse junto con el Formulario de notificación previa a la instalación de la división. Si los documentos no están en el archivo, exija los documentos como una infracción, Regla 0400-18-01-.02(5), en la carta de resultados de la inspección.
- Revise la presencia de surtidores satélite (consulte la Sección 2.2 de Sistemas de UST atípicos).
- Si las boquillas de los surtidores están embolsadas, pregunte si está relacionado con el problema regulado. Por ejemplo, si todas las boquillas para el producto regular están embolsadas, puede indicar un detector de fugas de flujo restringido o un problema en la línea.
- Asegúrese de que las válvulas de corte están correctamente ancladas (consulte el Capítulo técnico 3.5). Consulte el Memorando sobre válvulas de corte en la Sección de Políticas del Manual de inspección estandarizada.

### **g. Equipo de protección catódica**

Identificar el Equipo de PC (todo lo que no se ve en bocas de acceso o surtidores)

- Localice la caja rectificadora si el sistema es corriente impresa
- Revise que el sistema de corriente impresa está activado (los inspectores no deben activarlo).
- Revise el funcionamiento de las luces de advertencia y la alarma, si las hay.
- Determine si los voltímetros amperímetros parecen funcionar correctamente.
- Si hay una caja de conexiones, compruebe el número de derivaciones utilizadas para determinar el número de ánodos (casi siempre debe haber un ánodo por derivación utilizada).
- Revise el registro del rectificador si no se ha proporcionado previamente. Para documentar las inspecciones de los rectificadores puede utilizarse el formulario de Recorrido mensual/anual (CN-2544).
- Anote las lecturas de voltios y amperios en el momento de la inspección y determine si coinciden con las lecturas del registro del rectificador (consulte el Capítulo técnico 4.1 Protección contra la corrosión para conocer las variaciones aceptables)
- Documente si hay cables de ánodo expuestos o rotos que requieran reparación.

### **h. Evaluación del lugar**

Se trata de determinar si existe un impacto ambiental y, en caso afirmativo, consultar al administrador de casos de contaminación). Revise:

- Impactos en las aguas superficiales
- Impactos en el alcantarillado pluvial/sanitario
- Vapores de petróleo en los edificios
- Evidencia de un impacto sustancial en el suelo y/o en el aparcamiento por derrame, sobrellenado o fuga subterránea (excepto en el caso del surtidor de diésel)
- Si se trata de parches nuevos de concreto, solicite los registros de reparación/sustitución si están relacionados con un problema regulado por UST.
- Si se sospecha o se confirma una fuga y hay pozos de observación a los que se pueda acceder, pida al P/O o al RDA que abra el pozo y el inspector deberá utilizar un achicador para determinar si hay un impacto ambiental, como producto libre.
- Indicaciones de un cierre no aprobado.
- Si se descubre una sospecha de fuga o confirmada, siga la *Guía del personal para el proceso .09(6)* vigente.

## **7. Interior de la instalación**

- Si un MAT está presente, asegúrese de que está operativo (los inspectores no deben tocarla ni dar instrucciones sobre su uso). Si faltan registros de detección de fugas o se observan alarmas no válidas o activas (como luces parpadeantes, alarmas audibles o visual), los propietarios deben proporcionar una copia del informe de los antecedentes de alarmas en el tanque para determinar si se documentó alguna alarma en el tanque durante ese período de tiempo. Esto permite al inspector determinar si se ha producido una sospecha de fuga, pero no sustituye a los registros

mensuales de DF. (Consulte el Capítulo técnico 3.2, Sección 17 “Informes”, para identificar la respuesta a una sospecha de fuga).

- Si los registros no están disponibles para su revisión el día de la inspección, entonces el P/O debe ser citado por cualquier infracción apropiada a la que aplique la ausencia de registros.
- En el caso de los detectores electrónicos de fugas en la línea, si no se ha realizado una prueba anual del detector de fugas en línea, un representante autorizado deberá estar disponible para imprimir la información de configuración de las fugas en la línea de presión. Si es Veeder Root ELLD, el inspector debe verificar el tipo de tubería y los ajustes de longitud utilizando una rueda de medición o Rolatape para asegurarse de que la longitud de la tubería coincide con la longitud registrada en la información de configuración proporcionada (30 % de la longitud real de la tubería o cincuenta pies, lo que sea menor). (Si la longitud aproximada de las tuberías no coincide con la información de configuración, el LLD no funcionará correctamente y la información deberá enviarse para una revisión adicional).
- Si el rectificador se encuentra en el interior, consulte la Sección de PC más adelante.

## 8. Fotografiar y/o escanear los registros

Fotografíe y/o escanee **todos** los registros y documentación de infracciones (como alarmas de la consola del MAT, infracciones de papeleo, registros detección de fugas que fallan, pruebas de PC que fallan, si existe alguna infracción) y asuntos/registros que requieran una revisión adicional. Las fotografías y/o los documentos escaneados deben guardarse en formato PDF y, si es necesario, remitirse al experto técnico adecuado para recibir asistencia.

## 9. Temporalmente fuera de servicio (Consulte el capítulo SIM de TOS para más detalles):

- Compruebe los niveles del producto,
- Garantice el funcionamiento de la PC y el mantenimiento de los registros pertinentes,
- Registros de DF de los últimos doce (12) meses si hay residuos y son mayores de una pulgada
- Si el Sistema de UST ha estado en TOS más de tres (3) meses, asegúrese de que todas las bombas, líneas, bocas de acceso y equipos auxiliares estén asegurados y debidamente registrados como TOS.

## 10. Dibujo del lugar

Complete el dibujo del lugar en GasLog a menos que se haya completado el dibujo del lugar para la inspección anterior y no se hayan realizado las modificaciones desde la última inspección.

## 11. Sospecha de fuga o impactos ambientales

**Si se descubren sospechas de fugas o impactos ambientales**, complete la sección del operador y del lugar en GasLog y documéntelo según las instrucciones e incluya fotos. Si se descubre una sospecha de fuga o confirmada, siga la *Guía del personal para el proceso .09(6) vigente*.

## 12. Discusión del P/O

El inspector debe anotar lo siguiente en el informe de inspección y discutirlo con el P/O en el sitio al término de la inspección:

- Infracciones detectadas
- Ítems que no pueden responderse o resolverse
- Se necesita más información

El inspector informará al P/O que se emitirá una carta de seguimiento en la que se expondrán los ítems mencionados, se responderá a sus preguntas y se le ofrecerán sugerencias para organizar los registros.

En conformidad con la Regla 0400-18-01-.16(4), si la División determina que el sistema de UST está fuera de cumplimiento en cualquier momento, entonces se debe completar exitosamente la capacitación del operador apropiada al nivel de la clase de operador dentro de los treinta (30) días a partir de la fecha en que la División determina que el sistema de UST está fuera de cumplimiento.

Si el inspector descubre posteriormente problemas que no se trataron en el lugar, deberá ponerse en contacto con el P/O identificando el problema, trabajar con el P/O para resolverlo y anotar que se revisará durante la próxima inspección. Sin embargo, si el inspector observa que faltan registros que debían estar disponibles para su revisión durante la inspección y se presentan más tarde, estos y otros registros presentados con retraso están sujetos a posibles infracciones.

Un ejemplo incluye, entre otros, los registros presentados después de que la inspección indique una sospecha de fuga. Si el revestimiento interno del tanque es el único método de protección contra la corrosión, informe al P/O de que debe cerrar permanentemente el/los tanque(s) y consulte la Sección de Cumplimiento.

## **13. Seguimiento de las inspecciones**

### **a. No se detectaron infracciones**

Si no se encuentra ninguna infracción, emita el FO-037 a través de la función de combinación de correspondencia de AIM de GasLog.

### **b. Observaciones**

Una observación es cualquier ítem no enumerado específicamente en las Reglas de la división de tanques de almacenamiento subterráneo, 0400-18-01-.01 y siguientes. Esto podría incluir las mejores prácticas de gestión, medidas preventivas para evitar futuras infracciones potenciales, etc.

### **c. Registros enviados para su revisión después de la fecha de la inspección**

Antes de la emisión de la carta de resultados de cumplimiento (FO-36), revise todos los registros (en papel, fotografías o escaneados) presentados directamente después de la inspección. Si los registros presentados solucionan completamente las infracciones pendientes, entonces emita el FO-036VC (infracciones corregidas). Los registros presentados deben ser anteriores a la inspección por infracciones de capacitación del operador (IRO). Las respuestas de la solicitud de AIM no deben modificarse a menos que la documentación se haya recibido el mismo día de la inspección. Las copias de todos los documentos de cumplimiento recibidos deben cargarse puntualmente en

la aplicación.

**d. Registros NO enviados para su revisión después de la fecha de la inspección**

Si los registros no se facilitaron en la fecha de la inspección y no se facilitan antes de la emisión de la carta, consulte el ítem **g** más adelante.

**e. Cambios de propietario**

Si durante el proceso de programación o inspección se encuentran discrepancias sobre la titularidad, pero se resuelven mediante un registro adecuado, envíe toda la correspondencia al nuevo propietario registrado. Si no se ha resuelto la cuestión de la propiedad, envíe la correspondencia al propietario registrado.

Si se ha completado un formulario nuevo de notificación durante la inspección o si es necesario actualizar la información, una vez recibido el formulario, el inspector lo remitirá a la Sección de Notificación.

Los cambios en el propietario y la dirección deben ser verificados por la Sección de Notificación. Siempre asegúrese de llevar consigo copias en blanco de los siguientes formularios en la inspección: CN-1260 Notificación para tanques de almacenamiento subterráneo, CN-1383 Cambio de dirección postal del propietario, Notificación modificada, CN-0911 Vendedor informa cambios en la propiedad de los tanques, CN-1392 Notificación del comprador y CN-1186 Notificación de indicios de propiedad.

**f. Protección contra la corrosión**

Si el revestimiento interno del tanque es el único método de protección contra la corrosión, incluya un texto en la correspondencia para informar al P/O de que debe cerrar permanentemente el tanque.

**g. Infracciones encontradas (Cartas FO-036)**

- Confirme las infracciones generadas por AIM de GasLog. Resuelva las infracciones en cuestión con la Sección de Cumplimiento. Si se necesita información adicional para completar adecuadamente la inspección, complete esa variable en la carta. Emita la carta de Resultados de la inspección (FO-036) correspondiente: infracciones encontradas. Asegúrese de incluir el cubo de derrame, falla de registros o falla de notificación de sospecha/confirmación de fuga si se descubre durante la inspección. Si se descubre una sospecha de fuga o confirmada, siga la *Guía del personal para el proceso .09(6)* vigente.
- **Requisitos de los operadores de Clase A, B y C**

OPERADOR EN EL LUGAR Y REQUISITOS DE PUBLICACIÓN		
ATENDIDO	NO ATENDIDO	TIEMPO PARCIAL NO ATENDIDO
C	A+B mientras no hay operadores en el lugar	Publica mientras atiende
Cartel de emergencias/Manual de instrucciones	B=C siempre que B se haya formado como C	Sigue desatendida mientras no se atiende
	B/C responden a todas las emergencias	

- Si el P/O no ha designado una Clase A/B o actualmente no tiene un designado activo, inclúyalo como infracción 0400-18-01-.16(1)(a) o (2) en la carta de Resultados de la inspección.

- Incluya la infracción 0400-18-01-.16(3)(c) en la carta de Resultados de la Inspección si un letrero o manual de instrucciones no está puesto donde se esperaría que el operador Clase C lo vea durante el curso normal de su trabajo.
    - Si una instalación está desatendida, un operador de Clase B que también está capacitado para la Clase C y responde a las emergencias y alarmas, entonces no existe infracción.
  - Si una instalación está desatendida parte del tiempo:
    - La instalación debe tener un cartel o manual de instrucciones mientras se atiende y
    - Debe tener un Operador B que responda a todas las emergencias y alarmas mientras esté desatendido 0400-18-01-.16(3)(d).
  - En conformidad con la Regla 0400-18-01-.16(4), si la División determina que el sistema de UST está fuera de cumplimiento en cualquier momento, entonces se debe completar exitosamente la recapitación del operador apropiada al nivel de la clase de operador dentro de los treinta (30) días a partir de la fecha en que la División determina que el sistema de UST está fuera de cumplimiento. Siga la guía de *“Recapitación para operadores de oficinas archivadas y proceso de referencia de cumplimiento de inspecciones de cumplimiento operativo”* vigente a partir del 1 de julio de 2022.
- Si es necesario, emita la carta de tubería flexible (FO-035) correspondiente además de la carta de resultados de la inspección. (Encontrará una guía visual de identificación de tuberías no metálicas aquí [http://www.nwglde.org/downloads/flexpipeid\\_guide.pdf](http://www.nwglde.org/downloads/flexpipeid_guide.pdf).)
- Si se presenta una prórroga, emita la prórroga como se indica en la Política de cumplimiento.
- En caso de que se requieran medidas de cumplimiento, tal y como se indica en la Política de cumplimiento:
  - Emita la carta SAC correspondiente,
  - Prepare y presente la Solicitud de acción de cumplimiento (SAC) correspondiente y preséntela al EFOM para su revisión y aprobación.
  - Una vez revisado y aprobado por el EFOM, envíe por correo electrónico al SAC al equipo de cumplimiento a la dirección de correo electrónico interno del equipo de cumplimiento [UST.EAR@tn.gov](mailto:UST.EAR@tn.gov).

## **h. Documentación y seguimiento**

- Seguimiento y carga de toda la correspondencia, documentación de inspección y/o informes en GasLog.
- Si se notifica una sospecha de fuga o se confirma, siga la *Guía del personal para el proceso .09(6)* vigente.
- Si procede, redacte un memorando dirigido a EFOM para consultar al organismo adecuado en caso de problemas no regulados por el UST pero observados durante la inspección. Realice un seguimiento de estas derivaciones utilizando el módulo de denuncias de GasLog.
- Antes de cerrar o remitir una inspección:
  - Compruebe las entradas de seguimiento
  - Fechas



- Coordenadas GPS
- Estado del caso
- Infracciones de la inspección
- Todos los documentos están cargados
- El esbozo del lugar está completo y correcto

**TN**

Department of  
**Environment &  
Conservation**



# **Sistemas atípicos**

## **Manual de inspección estandarizada**

### **Sección 2.2**

Departamento de Medioambiente y Conservación de Tennessee

División de tanques de almacenamiento subterráneo

Reglas válidas al 13 de octubre de 2018

Última edición del documento: 17 de junio de 2022

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

## Índice

1.	EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD .....	3
2.	PROPÓSITO .....	3
3.	AUTORIDAD.....	3
4.	UBICACIONES DE ALTO RENDIMIENTO .....	3
a.	Detección de fugas .....	4
1.	Medidores automáticos de tanques (MAT).....	4
2.	Monitoreo intersticial (MI) .....	5
3.	Conciliación estadística de inventarios (CEI) .....	5
b.	Tuberías presurizadas .....	6
c.	Contención de derrames .....	8
d.	Protección catódica (PC).....	9
5.	Configuración del sistema.....	9
a.	SURTIDORES SATELITALES .....	11
b.	SEPARADORES DE ACEITE/AGUA (SAA) .....	12
c.	TANQUES CONSTRUIDOS EN EL TERRENO.....	13
d.	TANQUES DE LÍQUIDO DE ESCAPE DIÉSEL (LED) .....	14
e.	TANQUES EXTRACTORES.....	14
f.	LLENADOS REMOTOS .....	14
g.	TANQUES MÚLTIPLES .....	16
6.	MARINAS.....	18
a.	Válvula solenoide antisifón.....	18
b.	Válvulas de liberación de presión .....	18
c.	Detectores de fugas en la línea.....	18
7.	SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE VAPORES DE ETAPA I Y ETAPA II .....	20
8.	GENERADORES DE EMERGENCIA .....	23
9.	TANQUES DE DOBLE PROPÓSITO .....	29
10.	TANQUES DE “DECANTACIÓN” .....	29
11.	TANQUES DE PARQUE .....	30
12.	TANQUES RESIDENCIALES.....	30
13.	TANQUES ESTACIONALES.....	30
14.	INSTALACIONES DESATENDIDAS.....	30
15.	SISTEMAS DE UST EN AEROPUERTOS.....	31

Ejemplos: .....	31
a. Tuberías asociadas a otros sistemas de tanques .....	31
b. Tuberías asociadas a la transferencia de combustible.....	32
c. Cuestiones específicas de PC .....	32
16. TRUCOS DE INSPECCIÓN.....	34
17. TERMINALES A GRANEL.....	34
a. Configuración de tuberías y tanques .....	34
b. Tanques de almacenamiento temporales.....	34
REFERENCIAS.....	36



**ESTADO DE TENNESSEE**  
**DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN**  
**DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO**

**SECCIÓN 2.2**  
**SISTEMAS DE UST ATÍPICOS**

**1. EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Este documento es solamente una guía y no afecta a los derechos u obligaciones legales. Las decisiones de la agencia en cualquier caso concreto se realizarán aplicando las leyes y las regulaciones aplicables a los hechos específicos. La mención de nombres o productos comerciales no constituye un respaldo o recomendación de uso.

**2. PROPÓSITO**

Este documento proporciona conocimientos técnicos y específicos sobre aspectos relacionados con los tanques de almacenamiento subterráneo o configuraciones y/o solicitudes de componentes que se considera que ocurren con menos frecuencia o que pueden ser más complejos de lo que se suele encontrar. Este documento intentará proporcionar una guía y dirección sobre la aplicabilidad de las reglas sobre tanque de almacenamiento subterráneo en estas circunstancias. Cada sección se tratará por separado.

**3. AUTORIDAD**

Todas las reglas consultadas en este documento se encuentran en el capítulo 0400-18-01 y están disponibles en el sitio web del Secretario del Estado de Tennessee en <https://publications.tnsosfiles.com/rules/0400/0400-18/0400-18.htm>.

**4. UBICACIONES DE ALTO RENDIMIENTO**

Un inspector puede encontrarse con muchos retos diferentes al inspeccionar lugares de alto rendimiento. La capacidad de almacenamiento de los productos es grande y la distribución del local y el equipamiento físico pueden ser muy diferentes de lo que se suele encontrar en la mayoría de los demás establecimientos minoristas. El flujo de tráfico suele ser elevado, con muchos vehículos, tanto comerciales como de pasajeros, en movimiento en el lugar, por lo que la seguridad de los inspectores es muy importante.

Los lugares de alto rendimiento no se limitan a las paradas de camiones o al funcionamiento de 24 horas, aunque algunas de las configuraciones más complejas de tanques y tuberías se verán en esas instalaciones. Las operaciones de grandes cadenas minoristas están añadiendo la venta de gasolina a su lista de servicios al cliente. También, cada vez hay más tiendas de conveniencia que se asocian con cadenas de alimentación o de bebidas para aumentar el tráfico de clientes a esos establecimientos. Muchos de estos locales se han sometido recientemente a un “lavado de cara” o remodelación para atraer clientes y aumentar las ventas de combustible.

Algunos de estos locales pueden haber sido inspeccionados por primera vez cuando eran establecimientos minoristas “normales” y ahora las operaciones son más complejas. Las configuraciones de los tanques y/o tuberías pueden haber cambiado desde la última inspección. Los surtidores monoproducto pueden haber sido sustituidos por surtidores multiproducto. Es posible que se hayan agregado puntos de repostaje adicionales y que se ofrezcan a los clientes productos adicionales como diésel, biocombustible o combustible flexible de etanol. Tenga en cuenta que si inspecciona un lugar que ha sufrido una transformación puede haber diferencias en lo que hay desde la última inspección. Si hay cambios presentes en el material del tanque y las tuberías que no se hayan notificado en el formulario CN-1260 de Notificación para tanques de almacenamiento subterráneo, el propietario del tanque deberá notificar dichos cambios según lo dispuesto en la Regla .03(1)(g).

Las mismas reglas que se aplican a los tanques de petróleo en otras instalaciones UST también se aplican a los lugares de alto rendimiento; solo hace que el funcionamiento y la inspección sean más fáciles para reconocer siempre cómo se pueden aplicar las reglas en estos lugares. A continuación se indican algunos aspectos que deben tenerse en cuenta al realizar una inspección en lugares de alto rendimiento:

#### **a. Detección de fugas**

Los métodos tradicionales de detección de fugas en tanques y tuberías en lugares de alto rendimiento son más complicados. Sin embargo, los lugares de alto rendimiento deben cumplir los estándares de rendimiento en materia de detección de fugas establecidas en la Regla .04(1)(a)3. Algunos aspectos a tener en cuenta son:

##### **1. Medidores automáticos de tanques (MAT)**

El alto rendimiento del producto, las entregas frecuentes y el escaso o nulo tiempo de inactividad del tanque hacen que las pruebas estáticas de estos tanques sean prácticamente imposibles. Muchos tanques de producto serán múltiples y el producto puede estar moviéndose continuamente entre los tanques. La capacidad de almacenamiento de productos superará la capacidad de ensayo estático de muchos MAT. La solución para estas ubicaciones que utilizan medidores automáticos de tanques es un sistema de Detección estadística continua de fugas (DECF). Los tanques que utilicen este sistema no están obligados a pararse para hacer las pruebas mensuales siempre que el sistema pueda entregar un resultado mensual de conformidad con la Regla .04(3)(c)2. Los lugares que no utilicen un programa de DECF con su MAT deberán realizar una prueba estática mensual de conformidad con la Regla .04(3)(c)1. Consulte las secciones sobre la DECF en los capítulos técnicos del MAT y Conciliación estadística de inventarios (CEI) para conocer las ventajas y capacidades de uso de DECF.

Los MAT tienen limitaciones prácticas de tamaño, tal como se menciona en la evaluación de terceros, tal como se muestra en la lista del Grupo nacional de trabajo sobre evaluaciones de detección de fugas (NWGLDE). A partir del 13 de octubre de 2018, todos los métodos de detección de fugas deberán contar con una evaluación de terceros por parte del NWGLDE de conformidad con la Regla .04(1)(a)5. La mayoría de los MAT se han evaluado para los tanques de entre 15 000 y 20 000 galones en la mayoría de los casos. Dado que la mayoría de los MAT de la lista no se evaluaron con tanques múltiples, la limitación de tamaño se aplica a todos los tanques en el sistema. Muchos lugares de alto rendimiento utilizarán un programa de DECF junto con su MAT. Los listados actuales de NWGLDE muestran una gama de sistemas de DECF de 18 000 a 100 000 galones con un tamaño promedio de 38 000 galones. Estos programas también tienen un límite máximo de tamaño, pero la limitación se aplica al volumen total del

sistema de tanque múltiples y es mucho mayor que la de un tanque individual. Los inspectores deben asegurarse de que la capacidad de los tanques que se controlan en cualquier lugar está dentro de las limitaciones de tamaño que aparecen en la lista NWGLDE y de conformidad con los estándares de rendimiento establecidos en la Regla .04(1)(a)4. y en las Reglas .04(3)(c)1. y 2. De no ser así, deberá indicarse al propietario del tanque que utilice un método adecuado a la capacidad del lugar, de conformidad con la Regla .04(1)(d).

Cuando los lugares de alto rendimiento utilizan una sola sonda del MAT para la detección de fugas y los tanques son múltiples, el MAT debe utilizar un programa de DECF. Una sonda del MAT generalmente funciona bien en las instalaciones de un solo tanque, pero si dos o más tanques son múltiples con una sola sonda en uno de los tanques, el MAT no es capaz de compensar las transferencias del producto entre los tanques sin el software de DECF. Si el MAT no dispone de DECF, deberán instalarse sondas separadas en cada tanque y un mecanismo para abrir el sifón entre los tanques y deberá realizarse una prueba estática separada cada mes para cada tanque, de conformidad con la Regla .04(3)(c)1. Aunque este procedimiento funcione, suele ser poco práctico en lugares de gran afluencia.

Una ventaja adicional de utilizar el DECF con el MAT en los lugares de alto rendimiento es el hecho de que el DECF no requiere de ningún tiempo de inactividad del tanque para determinar un resultado de monitoreo mensual y el DECF es capaz de probar tanques a niveles de producto más bajos que muchas sondas que solamente realizan pruebas estáticas (Consulte el Capítulo técnico 3.2 del medidor automático de tanques para obtener información adicional sobre los métodos DECF). No tener que interrumpir la venta de combustible para realizar pruebas estáticas es extremadamente importante para los propietarios de establecimientos de alto rendimiento.

Los medidores automáticos de tanques certificados por evaluadores externos para pruebas estáticas no están limitados por el rendimiento mensual. Sin embargo, los métodos de DECF tienen limitaciones en cuanto al rendimiento del producto. Los establecimientos no deben superar las limitaciones de caudal mensual que aparecen en la lista NWGLDE o el resultado mensual de la prueba puede no ser válido de conformidad con la Regla .04(1)(a)5. En la actualidad, la lista NWGLDE muestra limitaciones de caudal de producto que oscilan entre casi 127 000 galones y 2,7 millones de galones al mes. La cifra media se sitúa entre 154 000 y 257 000 galones al mes. Los proveedores revisan con frecuencia sus evaluaciones de terceros para mejorar sus listados de limitaciones de capacidad y rendimiento del sistema, por lo que los inspectores deben consultar de vez en cuando el sitio web de NWGLDE para obtener la información más actualizada.

## **2. Monitoreo intersticial (MI)**

Todos los tanques y tuberías instalados o reemplazados después del 24/07/07 deberán ser contenidos secundariamente con MI de conformidad con las Reglas .02(1)(b), .02(2)(a)2., .02(2)(b)2. y .02(2)(c), sin embargo, MI puede utilizarse para tanques más antiguos. No existen requisitos exclusivos para las instalaciones de alto rendimiento que utilizan MI para la detección de fugas. Consulte la Regla .04(3)(d)1. y el Capítulo técnico 3.4 de Contención secundaria y Monitoreo intersticial para obtener más información acerca de los requisitos específicos relativos al MI. Los métodos hidrostáticos y de vacío son más difíciles de aplicar debido a los largos recorridos de las tuberías en las instalaciones de alto rendimiento.

## **3. Conciliación estadística de inventarios (CEI)**

La CEI puede llevarse a cabo en estos lugares de conformidad con .04(3)(e), pero es probable



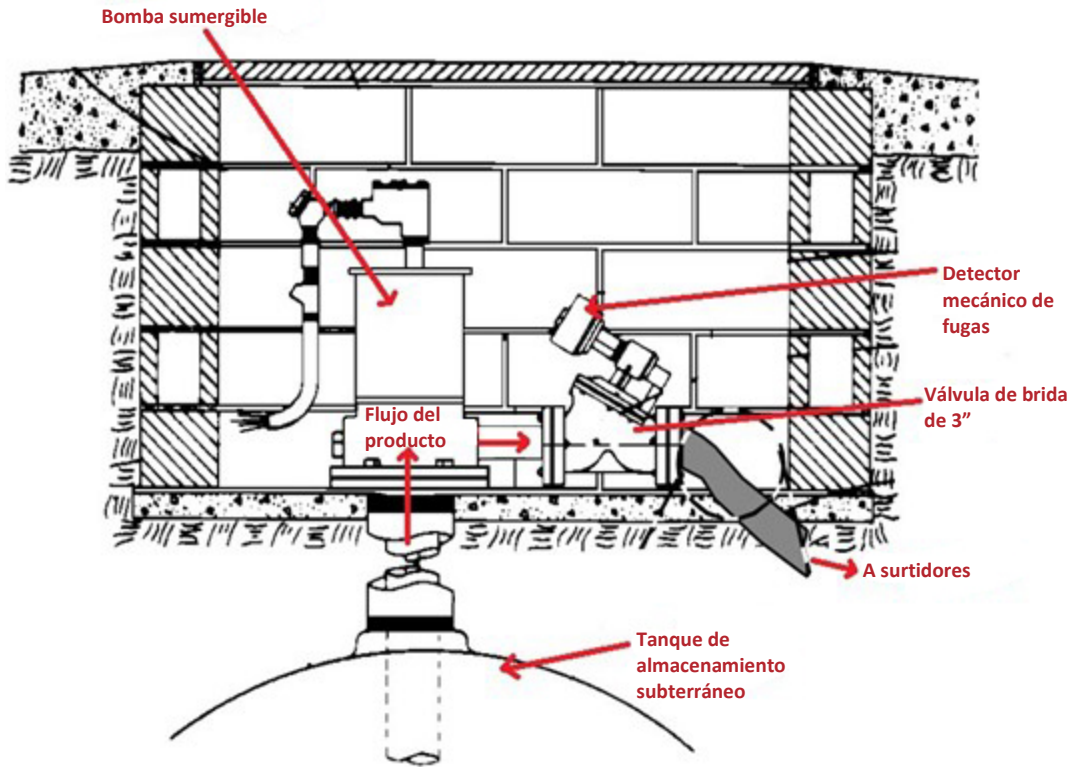
que solamente se puedan obtener datos más precisos utilizando un MAT. A menos que los tanques puedan cerrarse diariamente durante un breve período de tiempo para recopilar datos de inventario utilizando una varilla de medición, es posible que los resultados no sean concluyentes. Los inspectores pueden encontrarse con lugares que tienen los MAT para la detección de fugas que también pueden estar utilizando un programa de DECF. Consulte las Reglas .04(3)(e), .04(4)(d) y el Capítulo técnico 3.3 de Conciliación estadística de inventarios para obtener más información acerca de los requisitos específicos relativos a la CEI y a los sistemas de detección continua de fugas en el tanque.

## **b. Tuberías presurizadas**

Muchos establecimientos de alto rendimiento dispondrán de detectores mecánicos de fugas en la línea (MLLD). Las tuberías de producto de mayor diámetro (3" de diámetro) y los tramos largos de tuberías que conectan los tanques y muchos surtidores a menudo se ven en las instalaciones de alto rendimiento. Esto suele requerir el uso de detectores de fugas en la línea de gran volumen, a veces denominados detectores de fugas en línea "Big Flo". Las empresas fabrican MLLD de alto caudal para adaptarse a las tuberías de mayor diámetro y a la dinámica de fluidos adicional que acompaña a los establecimientos de alto rendimiento. Generalmente estos se ven en un accesorio adaptador especial situado en la misma tubería y no en la bomba sumergible.




Siempre que haya una boquilla bombeando combustible, un MLLD nunca volverá al modo de detección de fugas. Así pues, un lugar de gran afluencia puede tener instalados un MLLD Big Flo, pero si no hay suficiente tiempo de inactividad, es posible que no cumpla con los requisitos de la Regla .04(2)(b)1. y .04(4).



La ubicación idónea del detector de fuga en línea es en la parte superior de la bomba sumergible; no obstante, si no puede instalarse de esta forma, deberá instalarse lo más cerca posible del cabezal de la bomba, en la conexión en T especial. En lugar de reubicar el MLLD, el propietario/operador puede instalar un sensor de sumidero si se cumplen todas las condiciones siguientes:

- El sumidero debe ser impermeable a los líquidos;
- El sensor del sumidero debe estar ubicado en el punto más bajo del sumidero;
- El sensor del sumidero debe programarse para que emita una alarma si detecta líquido y el propietario/operador debe responder adecuadamente;
- El propietario/operador debe mantener un registro mensual del estado de los sensores y de antecedentes de alarmas y
- El sensor debe probarse en forma anual.

Consulte las Reglas .04(2)(b), .04(3)(d) y .04(4)(a). Consulte el Capítulo técnico 3.4 de Contención secundaria y Monitoreo intersticial y 3.5 de Tuberías presurizadas para ver los requisitos específicos.

	
<p>Este LLD no está ubicado en el cabezal de la bomba y las tuberías entre el LLD y el cabezal de la bomba no están monitoreadas para detectar fugas catastróficas. El montaje de los LLD en las tuberías fuera del cabezal de la BTS generalmente solamente se ve en bombas de modelos antiguos donde no hay un puerto para montar un LLD.</p>	<p>Este LLD se encuentra ubicado en el accesorio adecuado muy cerca del cabezal de la BTS. Esta es una instalación correcta del LLD en este modelo más antiguo de la BTS.</p>

### c. Contención de derrames

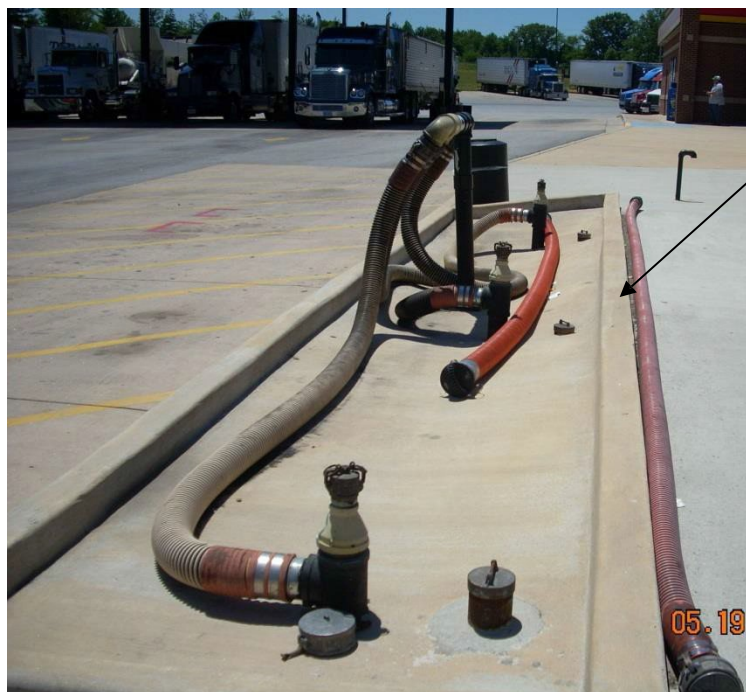
Algunos lugares de gran afluencia disponen de zonas de contención de derrames en lugar de los cubos de derrame normales. Puede tratarse de “cortes” o zonas bajo el nivel del concreto en las que pueden acumularse derrames de las tuberías de producto. A veces se trata de zonas en las que se han instalado barreras de concreto a nivel del suelo para crear un terraplén que contenga los derrames de las operaciones de abastecimiento. Lo más frecuente es que todas las tuberías de llenado de producto compartan una zona común. Al igual que en el caso de los cubos para derrames, estas zonas deben mantenerse libres de escombros de conformidad con la Regla .02(3)(b). Estas zonas también deben estar libres de grietas que permitan que el producto derramado se filtre al suelo. Si hay grietas, el concreto debe sellarse con un material compatible con el petróleo. Estas zonas de contención están sujetas a los requisitos de la inspección visual mensual de los cubos de derrames de la Regla .02(3)(b) y estarán sujetas a las inspecciones de recorrido mensual a partir del 13 de octubre de 2021 de conformidad con la Regla .02(8)(a).1.(i). Consulte el Capítulo técnico 4.2 de Prevención de derrames y sobrellenado para obtener información específica relativa a la contención de derrames.

**Todas las cuencas de captación de derrames se someterán a prueba cada tres años a partir del 13 de octubre de 2021, de conformidad con la Regla .02(3)(c)1.(ii.). Todos los sistemas de UST nuevos instalados a partir del 13 de octubre de 2018 deben cumplir estos requisitos de inmediato, de conformidad con la Regla .02(3)(c)3(ii).**





Zona de contención en el pavimento para derrames



Vista alternativa de la zona de contención de derrames en una instalación de alto rendimiento.

#### d. Protección catódica (PC)

La protección contra la corrosión en un lugar de alto rendimiento puede ser todo un reto debido al tamaño del lugar y a la presencia de otras estructuras subterráneas que podrían interferir con el funcionamiento de los sistemas de protección catódica. Los resultados de las pruebas de PC deben ir acompañados de un mapa del lugar en el que se indique dónde se colocó la celda de referencia y dónde se obtuvieron los potenciales remotos. Consulte la Regla .02(4) y el Capítulo técnico 4.1 de Protección contra la corrosión para las prescripciones específicas relativas a la protección contra la corrosión.

### 5. Configuración del sistema

La Figura 1 de la página siguiente, muestra un sistema en el que las tuberías están conectadas desde dos tanques. No se trata de un sistema de tanques múltiples verdadero, ya que el producto no fluye libremente entre los tanques. A menudo se ve esta configuración en lugares de alto rendimiento de producción debido a la necesidad de mantener presiones de suministro de combustible más allá de lo

que una bomba sumergible puede generar. La configuración del detector de fuga en línea y de la bomba es importante para cumplir los criterios de detección de fugas catastróficas de 3,0 gph. Consulte la Regla .04(4)(a) y el Capítulo técnico 3.5 de Tuberías a presión y Pruebas de estanqueidad de líneas y Pruebas de estanqueidad de líneas para más información acerca de los requisitos específicos aplicables a los detectores de fugas en la línea de tuberías presurizadas. La Figura 2 muestra la instalación de las válvulas de verificación de alivio de presión cuando se utilizan dos bombas sumergibles en esta configuración en un sistema de tuberías común.

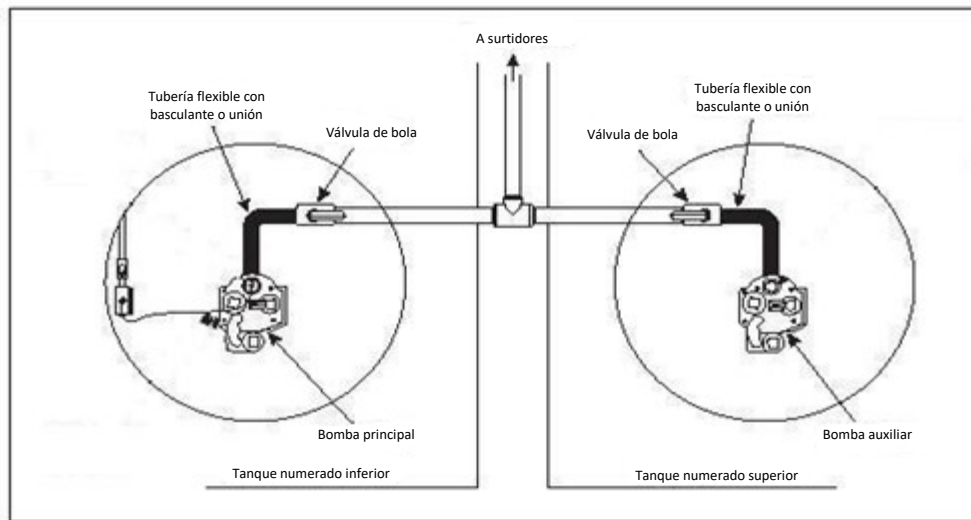


Figura 1.

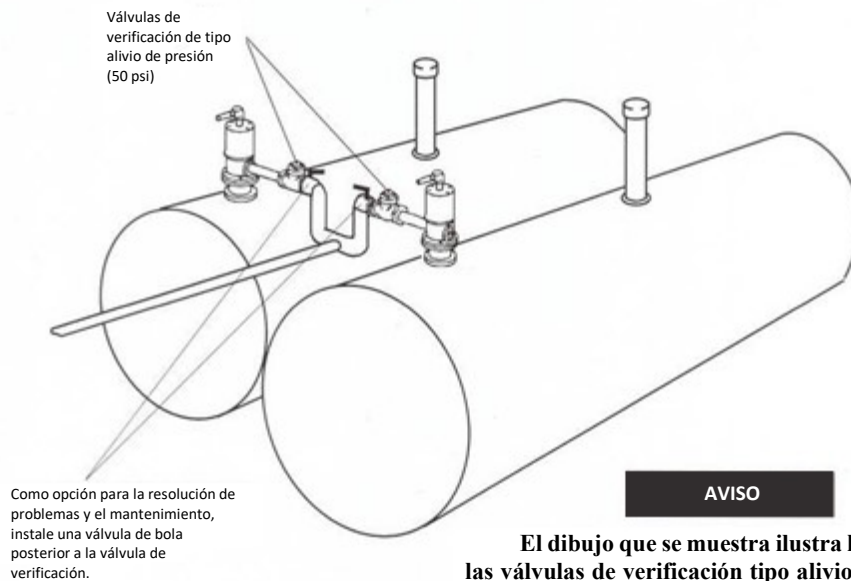
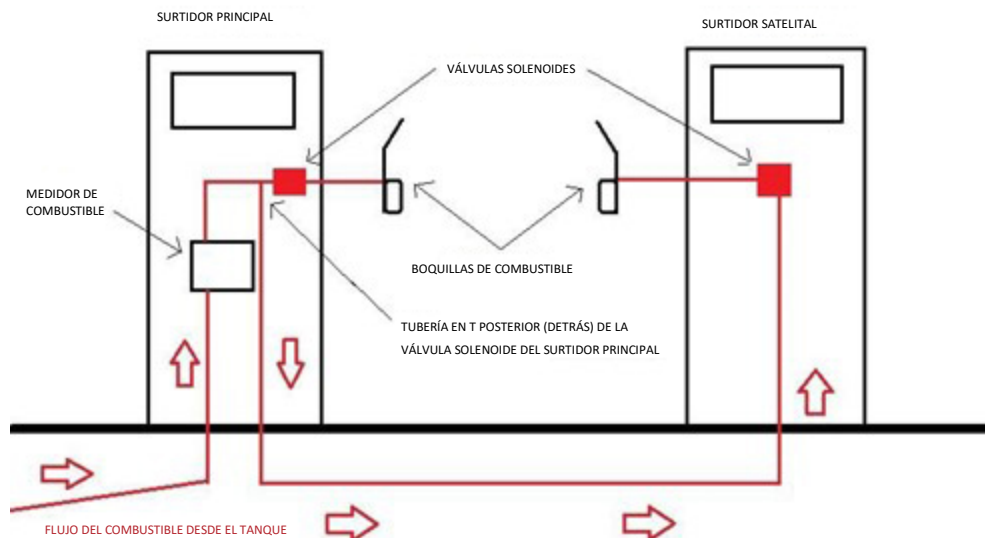


Figura 2

## a. SURTIDORES SATELITALES

Los surtidores satelitales surten a distancia el combustible bombeado desde un surtidor principal. En algunas situaciones, esta configuración del surtidor le permite a un conductor llenar los dos tanques de asiento simultáneamente y acelerar el tiempo de abastecimiento de combustible con un lado utilizando el surtidor principal y el otro utilizando el surtidor satelital. Si se utiliza una configuración incorrecta, es posible que las tuberías presurizadas desde el surtidor principal hasta el surtidor satelital no estén monitoreadas para detectar fugas o que no haya detección de fugas catastróficas en línea entre el surtidor principal y el satelital, de conformidad con la Regla .04(4)(a). Además, si se utiliza la misma configuración incorrecta, es posible que las tuberías presurizadas entre el surtidor principal y el surtidor satelital no puedan someterse a la prueba de estanqueidad de conformidad con la Regla .04(4)(b) si es necesario. Red Jacket emitió un Boletín de Servicio en terreno en junio de 1996 (RJ-23-51) abordando estos temas.

La siguiente ilustración muestra la configuración adecuada para utilizar un solo LLD con un surtidor principal/satelital.



Durante la inspección en el lugar, es posible que los inspectores no puedan verificar visualmente la configuración para determinar si está instalada correctamente para cumplir el criterio de 3,0 gph a 10 psi para la detección de fugas en línea de conformidad con la Regla .04(4)(a). En consecuencia, si se encuentra una instalación con sistemas de surtidores principal/satelital, el inspector exigirá al propietario/operador que un proveedor de servicios que esté familiarizado con el sistema de tuberías y las instalaciones de surtidores verifique que los sistemas de surtidores estén configurados correctamente de conformidad con .02(1)(b). Dicha verificación forma parte de los registros de la instalación de acuerdo con las normas de la División y debe ser conservada por el propietario del tanque en conformidad con la Regla .03(2). Este documento también debe conservarse en el archivo de cumplimiento de la oficina en terreno. Una vez confirmada la configuración, el inspector debe anotar la configuración adecuada en la base de datos de las inspecciones para poder consultarla en una inspección futura. Este no es un requisito recurrente a menos que cambie la configuración del sistema.

Si se descubre que el sistema no está configurado correctamente, entonces el sistema de tuberías afectado no cumple la normativa de la División y debe ponerse en conformidad de manera oportuna.

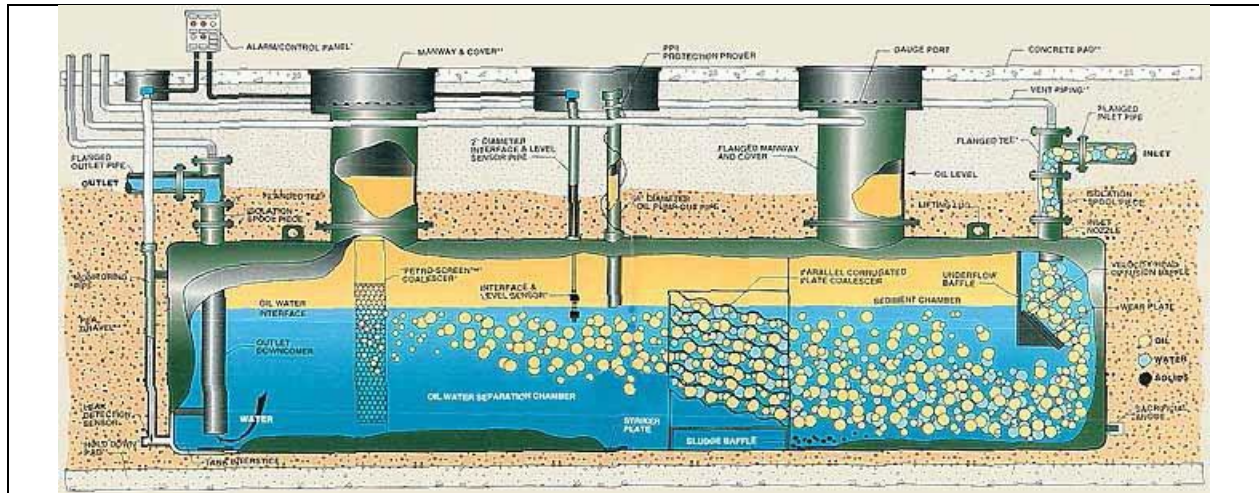
Consulte el Capítulo técnico 3.5 de Pruebas de tuberías presurizadas y estanqueidad de conductos para más información acerca de los requisitos específicos relativos a las pruebas de estanqueidad de los conductos.

**b. SEPARADORES DE ACEITE/AGUA (SAA)**

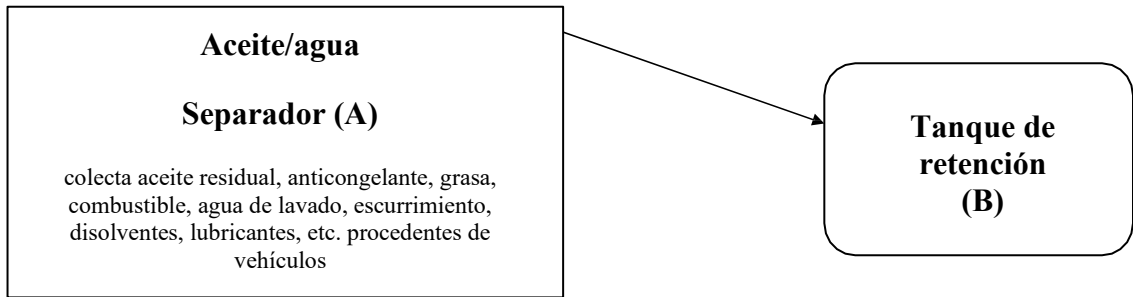
Algunas instalaciones pueden tener SAA de acero o concreto. Un único recipiente se consideraría un tanque de tratamiento de aguas residuales y quedaría parcialmente excluido de las normas enumeradas en la Regla .01(2)(b)1., excepto en lo que se refiere a la respuesta de fugas y a las medidas correctivas exigidas por la Regla .06. Un SAA con un recipiente separado o tanque de retención en el que el petróleo residual se acumula aparte de las aguas residuales estaría regulado. A continuación se ofrecen algunos ejemplos:







La siguiente configuración ilustra un depósito regulado: Tanque de retención B



Dado que el tanque de retención separado (B) contiene una mezcla de más de una concentración de mínimos de sustancias petrolíferas y no está contenido dentro del tanque (A) como parte del proceso de tratamiento de aguas residuales, el tanque (B) no está parcialmente excluido en conformidad con la Regla .01(2)(b)1. como el tanque de tratamiento de aguas residuales. La clasificación correcta para el tanque (B) en este dibujo es tanque de aceite residual. Los tanques de aceite residual son tanques regulados, sujetos a todos los requisitos de los tanques regulados excepto en la prevención de derrames y sobrellenado según la Regla .02(3)(a)2.(ii) siempre que el tanque (B) tenga 110 galones o más.

### c. TANQUES CONSTRUIDOS EN EL TERRENO

Se entiende por tanque construido en el terreno a un tanque construido en el lugar. Por ejemplo, un tanque de hormigón vertido sobre el terreno o un tanque de acero o fibra de vidrio fabricado principalmente sobre el terreno se considera como construido en el terreno. Algunas instalaciones pueden tener grandes tanques construidos en el terreno que pueden abastecer a los tanques subterráneos antes de que el combustible entre en el sistema de tuberías de suministro de combustible. Los sistemas de UST con tanques construidos en el terreno están parcialmente excluidos de las normas de la División, tal como se establece en la Regla .01(2)(b)2 y la Regla .17, excepto en lo que se refiere a las respuesta ante una fuga y a las medidas correctivas de conformidad con la Regla .06 en caso de fuga. Sin embargo, a partir del 13 de octubre de 2018, los tanques construidos en el terreno con un diez (10) por ciento o más de capacidad total del sistema bajo tierra están sujetos a la reglamentación de la División de conformidad con la Regla .17. Si la División determina que están regulados, estos sistemas estarán sujetos a todos los requisitos



reglamentarios de detección de fugas, prevención de fugas y protección contra la corrosión así como a la notificación de fugas y medidas correctivas. Todos los sistemas están sujetos a estos requisitos de conformidad con la Regla .17(1)(b).

Además, en conformidad con la Regla .09(3)(c) y (d), la instalación debe:

- Cumplir con el subpárrafo (1)(c) de la Regla 0400-18-01-.17;
- Demostrar, mediante una revisión del lugar aprobada por la División y realizada en conformidad con la guía de la División, que no se han producido fugas del sistema o sistemas de UST en el lugar o que las fugas anteriores en el lugar no interferirán con el descubrimiento de una fuga nueva en el lugar; y
- La División llevará a cabo una inspección del lugar petrolero y de los sistemas de tanques de almacenamiento subterráneo del propietario/operador. El propietario/operador deberá subsanar, a satisfacción de la División, cualquier diferencia o infracción observada y descubierta por el personal de la División durante esta inspección en un plazo de 45 días o en cualquier otro plazo que la División le permita al propietario/operador, a partir de la fecha de notificación de dichas diferencias.

En un plazo de 30 días a partir de la fecha en que la División determine que el propietario u operador cumple los requisitos para establecer la elegibilidad de fondo de conformidad con el subpárrafo (c) de este párrafo, la División notificará al propietario/operador la fecha en que se estableció la elegibilidad del fondo. El fondo no cubrirá ni los costos de investigación ni las medidas correctivas ni las reclamaciones de responsabilidad de terceros asociadas a una fuga que se haya producido durante el período de inelegibilidad del fondo.

#### **d. TANQUES DE LÍQUIDO DE ESCAPE DIÉSEL (LED)**

Estos tanques tienen soluciones de agua y urea que **no** son compuestos de petróleo y, por lo tanto, no están regulados por la División.

#### **e. TANQUES EXTRACTORES**

En ocasiones estos tanques se ven en los terminales de combustible o plantas a granel. Forman parte de las unidades de recuperación de vapores y suelen estar completamente a ras del suelo. Estos tanques pueden utilizar un proceso criogénico para condensar los vapores de combustible y convertirlos en líquido o un proceso de absorción que elimina los vapores mediante la absorción de carbono. Los inspectores deben determinar si un tanque extractor subterráneo está almacenando petróleo y (no se vacía de forma expedita) de conformidad con la Regla .01(2)(c)6. y, si es así, se considera un tanque regulado. Aun si el tanque está parcialmente excluido de acuerdo con la Regla .01(2)(b), la respuesta a las fugas y las medidas correctivas deberán ajustarse en conformidad con la Regla .06. Ocasionalmente, se utiliza un proceso térmico para quemar los vapores del combustible. Normalmente estos tanques están vacíos y solamente contendrían cantidades de combustible líquido en caso de que se produjera un incidente de abastecimiento de combustible en el que el combustible volviera a "burbujear" en las tuberías de recuperación de vapores o en caso de que el camión tanque se sobrellenará accidentalmente durante la carga del camión tanque.

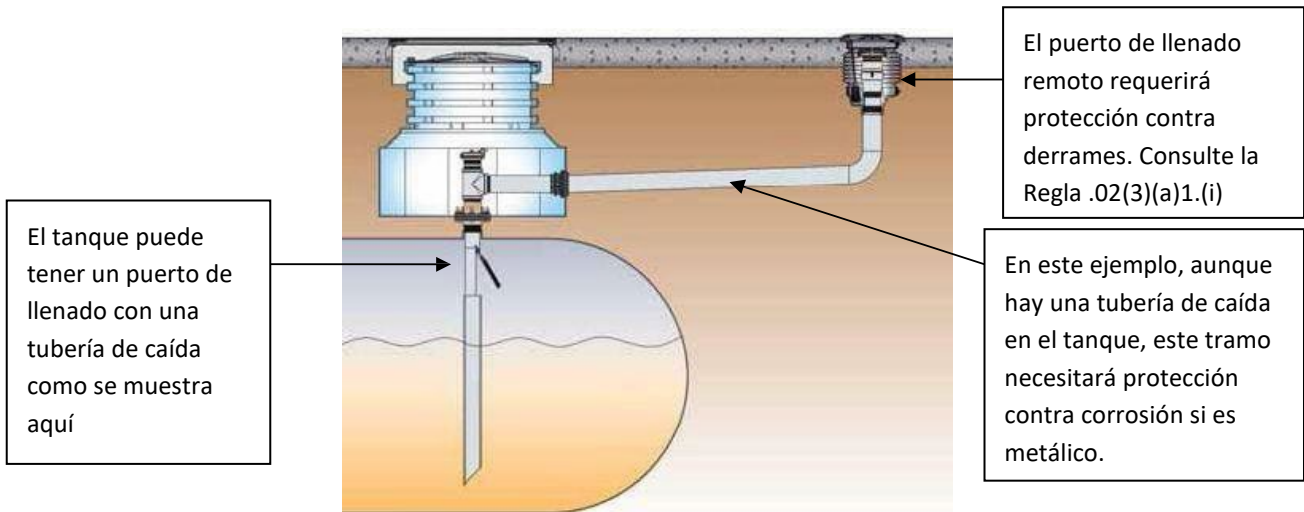
#### **f. LLENADOS REMOTOS**

En algunos lugares se puede utilizar el llenado remoto cuando la ubicación del tanque, el patrón

de flujo vehicular en la tienda o la entrada y salida de la calle hacen que cuando los clientes están presentes el abastecimiento sea molesto, congestione el flujo vehicular del lugar o posiblemente aumente las posibilidades de que un vehículo golpee un surtidor o un camión de reparto. Estos llenados no se sitúan directamente sobre el tanque, sino que están desplazados con respecto a este y deben tener instalado un dispositivo de prevención de derrames de conformidad con las Reglas .02(3)(a)1.(i) y .02(3)(b). El combustible se desplaza en forma lateral por gravedad hasta caer en el tanque. Muchas veces el tanque también tendrá una tubería de llenado vertical que se puede utilizar empalmar el tanque. No se permite el uso de válvulas de flotador de bola para prevenir el sobrellenado con el llenado remoto. Consulte el Capítulo técnico 4.2 de Prevención de derrames y sobrellenado para obtener información específica.



Los llenados remotos pueden estar situados a cierta distancia de los tanques reales. Se exigen tapones que se ajusten correctamente, así como inspecciones mensuales. Consulte la Regla .02(3)(b)4.



El tanque puede tener un puerto de llenado con una tubería de caída como se muestra aquí

El puerto de llenado remoto requerirá protección contra derrames. Consulte la Regla .02(3)(a)1.(i)

En este ejemplo, aunque hay una tubería de caída en el tanque, este tramo necesitará protección contra corrosión si es metálico.

Si hay llenados remotos, deben inspeccionarse de la misma manera que se inspecciona una tubería de llenado típica, con los siguientes ítems adicionales que deben determinarse:

- Si la tubería de entrega del producto desde el llenado remoto hasta el tanque es metálica, deberá estar protegida contra la corrosión de acuerdo con la Regla .02(4)(b) y de conformidad con lo analizado en el Capítulo técnico 4.1 de Protección contra la corrosión. Debe estar unido

y ser continuo con el tanque y otras estructuras en un sistema de corriente impresa. En un sistema galvánico, debe estar aislado y debe disponer de un sistema de protección catódica independiente del tanque; y

- Si hay una tubería de llenado vertical desbloqueada o accesible presente en el tanque además del llenado remoto, consulte la Sección de Proceso de inspección estandarizado, Ubicación del puerto de llenado de las cubas de derrame para obtener más información.

#### **g. TANQUES MÚLTIPLES**

Algunos lugares pueden agrupar los tanques de productos. Esta acción proporciona una mayor capacidad de almacenamiento y reduce el número de entregas necesarias para mantener el local en funcionamiento. Aunque ambos tanques deben medirse por separado, la CEI y los métodos de detección de fugas y detección de fugas continuas (DECF) para los tanques múltiples normalmente solo mostrarán un resultado para ambos tanques. Consulte los Capítulos técnicos para informarse acerca de los métodos de detección de fugas aplicables. No hay disposiciones sobre la detección de fugas para las tuberías de sifón entre sistemas de tanques múltiples si cumplen la Regla .04(2)(b)2. Si la tubería del sifón es metálica y está en contacto con el suelo, agua estancada u otros líquidos, se protegerá contra la corrosión de conformidad con la Regla .02(4). Los tanques múltiples normalmente se conectan como se indica en la Figura 3. Durante la inspección, solamente se utilizará para determinar los requisitos de la PC lo que pueda observarse visualmente o a lo que pueda accederse fácilmente removiendo la tierra.

La Figura 4 muestra una bomba sumergible utilizada para bombear combustible desde un tanque en un sistema de tanques múltiples. La línea del sifón permite que el producto fluya desde el otro tanque hasta el tanque con la bomba sumergible. Una vez que la bomba sumergible se apaga, el producto continuará transfiriéndose entre los tanques múltiples hasta que el nivel del producto en cada tanque múltiple sea el mismo. (Esto no significa que la cantidad del producto en cada tanque sea la misma, ya que los tanques pueden no ser idénticos en tamaño).

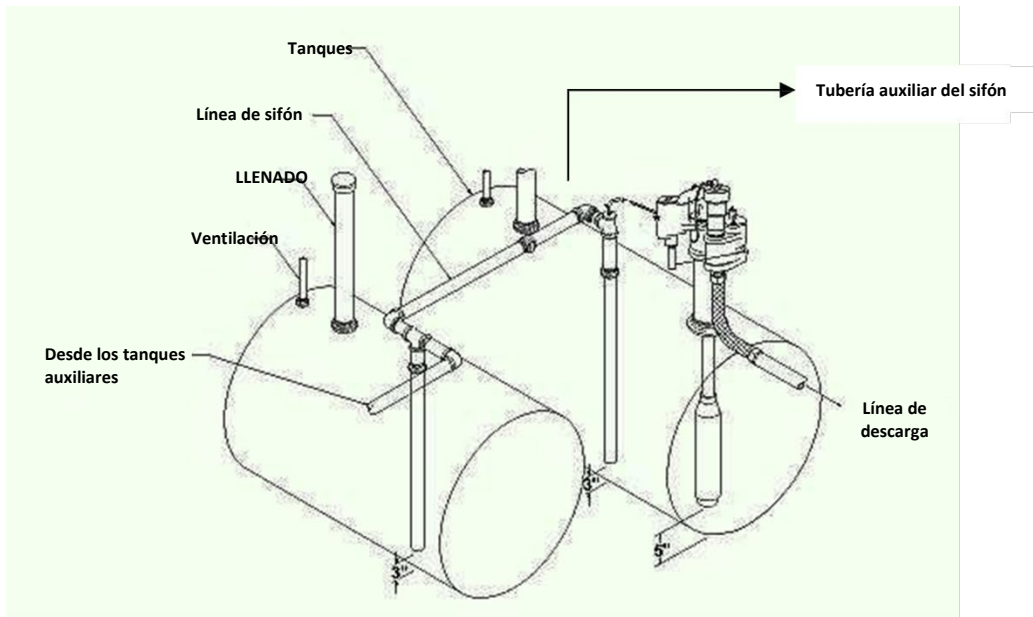


Figura 3.

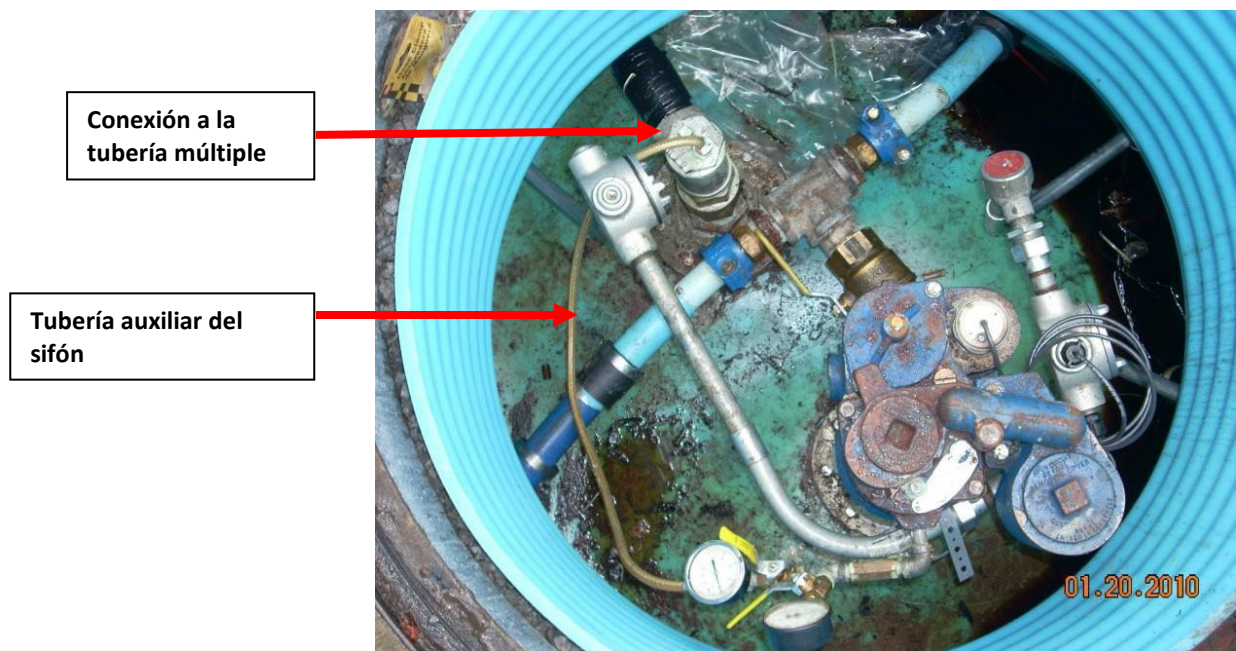


Figura 4.

## 6. MARINAS

La mayoría de las marinas tiene configuraciones únicas. Si el/los tanque(s) o el producto contenido en ellos están situados a una altura superior a la del/de los surtidor(es), se instalará lo siguiente para cumplir los requisitos de la Regla .04(1)(a)2. y .04(4)a:

### a. Válvula solenoide antisifón

Se requiere la instalación de una válvula solenoide antisifón normalmente cerrada para evitar que el producto contenido en el tanque salga del mismo por la fuerza de la gravedad en caso de fuga en la tubería. El dispositivo se probará anualmente de conformidad con las indicaciones del fabricante o la guía proporcionada por la División.

### b. Válvulas de liberación de presión

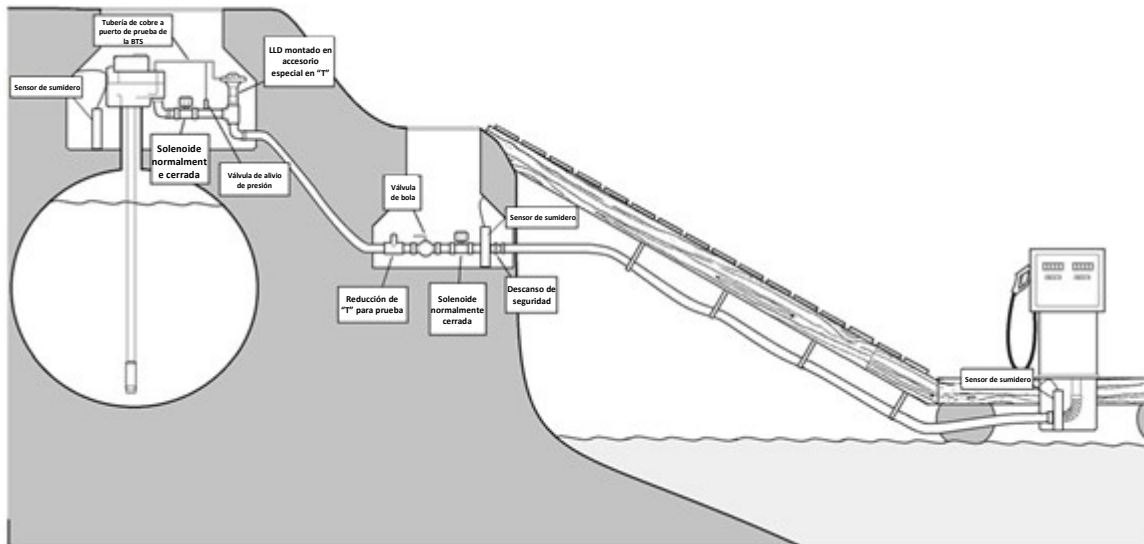
Debe instalarse una válvula de alivio de presión entre el solenoide normalmente cerrado y el detector de fugas de la línea para permitir el alivio de expansión del producto alrededor del solenoide normalmente cerrado. Esto evitará el aumento de presión debido a la dilatación térmica de las tuberías del producto. Algunos solenoides pueden tener capacidades de alivio de presión incorporadas en el dispositivo.

### c. Detectores de fugas en la línea

Los detectores de fugas en la línea deben instalarse posterior a la válvula solenoide antisifón y no ubicarse directamente en la bomba sumergible. Asegúrese de que los detectores de fugas no superen los requisitos de volumen de las tuberías del listado de NWGLDE. Si se produce una fuga en las tuberías o accesorios entre el MLLD y el cabezal de la BTS, MLLD no detectará la fuga. Para que se consideren en cumplimiento, deberán cumplirse los siguientes requisitos de conformidad con .04(4)(c):

- El sumidero debe ser impermeable a los líquidos;
- El sensor del sumidero debe estar ubicado en el punto más bajo del sumidero;
- El sensor del sumidero debe programarse para que emita una alarma si detecta líquido y el propietario/operador debe responder adecuadamente;
- El propietario/operador debe mantener un registro mensual del estado de los sensores y de antecedentes de alarmas y
- El sensor debe probarse en forma anual.

El siguiente diagrama ilustra la configuración correcta de un LLD con tuberías descendentes en una marina.



Los sistemas de tuberías descendentes de la marina que transporten producto por succión deberán tener instalada una válvula reguladora de presión en la bomba de succión y los respiraderos tanto de la válvula reguladora de presión como del eliminador de aire de la bomba de succión deberán extenderse de vuelta al tanque o a una elevación superior al punto más alto del tanque de almacenamiento subterráneo o de la tubería del producto. Se instalará un solenoide normalmente cerrado a la salida del tanque como dispositivo antisifón.

Las tuberías de la marina se instalarán de acuerdo con las indicaciones de instalación del fabricante de conformidad con la Regla .02(1)(b). La mayoría de los fabricantes de tuberías UST tienen tuberías específicas para aplicarlas en las marinas ya que son resistentes a los rayos UV y proporcionan una protección adicional contra la tensión y los impactos. El fabricante prohíbe el uso de mangueras de transferencia de combustible o de otro tipo como tuberías. Estas mangueras no están diseñadas para instalación permanente ni para una exposición prolongada al suelo, al agua o a los rayos UV. Podrán utilizarse tuberías de acero para muelles, instaladas sobre la superficie del agua, si se instalan en conformidad con la Regla .02(4)(b).

Las tuberías de la marina instaladas, sustituidas o reparadas en lugar de reemplazarlas en el lugar o después del 24 de julio de 2007 deberán contenerse de forma secundaria y utilizar el monitoreo intersticial para la detección de fugas de conformidad con la Regla .02(2)(b). Los sumideros de contención del muelle deben instalarse siguiendo las indicaciones del fabricante y ser impermeables a los líquidos.

Las tuberías de las marinas instaladas antes del 24 de julio de 2007 se monitorearán mensualmente para detectar fugas de conformidad con una de las siguientes opciones:

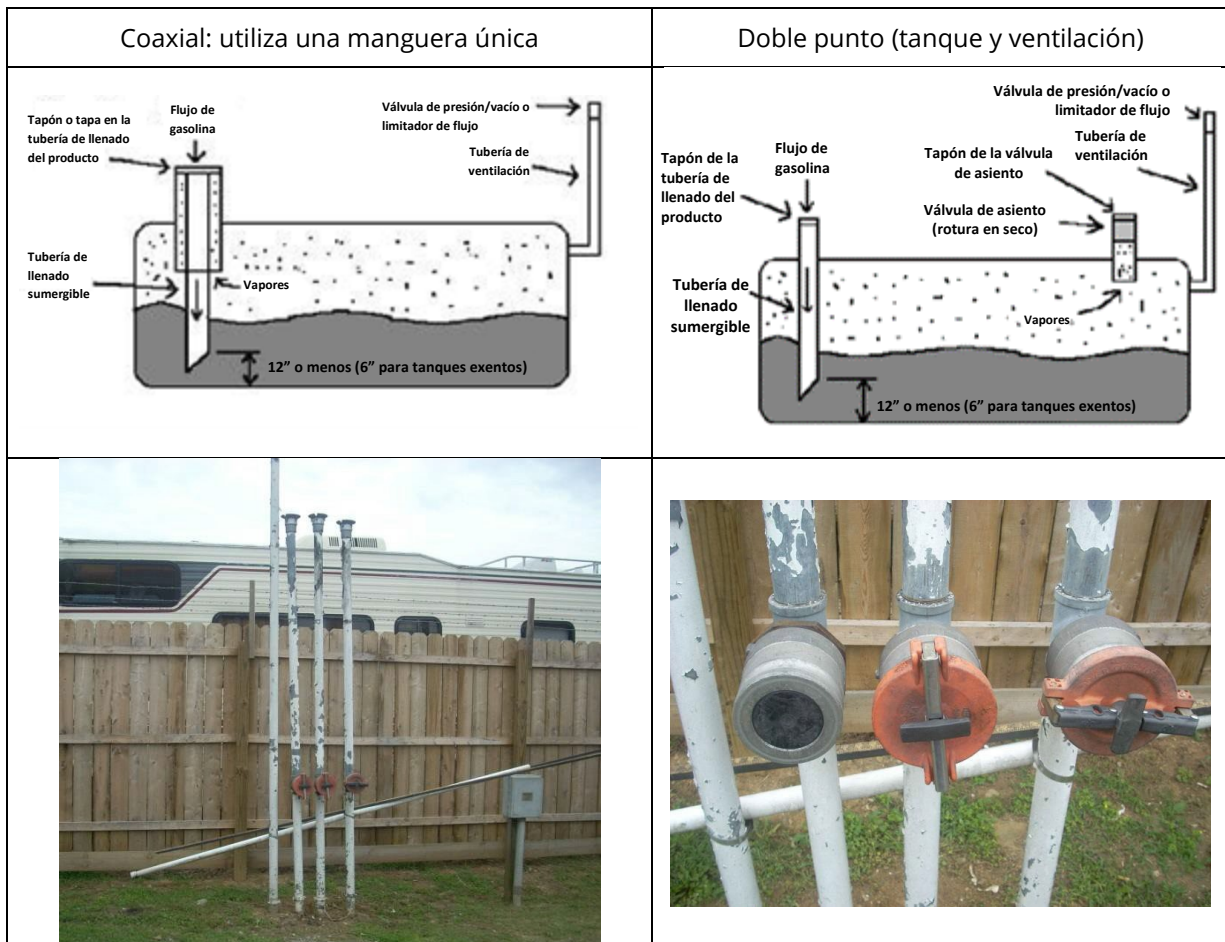
- Pruebas de estanqueidad de línea realizadas de conformidad con la Regla .04(4)(b); o
- Monitoreo intersticial realizado de conformidad con la Regla .04(4)(c); o
- Conciliación estadística de inventarios realizada de conformidad con la Regla .04(4)(d).



## 7. SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE VAPORES DE ETAPA I Y ETAPA II

Los sistemas de recuperación de vapores de Etapa I y II se utilizan durante el reabastecimiento de combustible de los tanques de almacenamiento de gasolina para reducir las emisiones de hidrocarburos y están regulados por la División de Control de la Contaminación Atmosférica (APC) del TDEC. Los condados de Davidson, Hamilton, Knox y Shelby tienen sus propios programas locales de control de contaminación atmosférica. Para más información, consulte este sitio web: <https://www.tn.gov/environment/environmental-related-contacts.html>.

En los sistemas de recuperación de vapores de la Etapa I, los vapores del tanque desplazados por la gasolina entrante se conducen a través de una manguera hasta el buque de carga, en lugar de expulsarse a la atmósfera. En ocasiones, las tuberías terminarán en el sumidero del surtidor. A veces, las tuberías tienen conectores flexibles similares que suelen ser de menor diámetro. Existen tres tipos de sistemas en la Etapa I: coaxial, de doble punto (tanque y ventilación) y remoto, como se ilustra en los diagramas y fotos a continuación:



Como una adaptación de los tanques a los requisitos de recuperación de vapores de la Etapa I, algunos propietarios de tanques han optado por instalar accesorios de recuperación de vapores de la Etapa I en las tuberías de ventilación en lugar de utilizar una abertura superior del tanque para estos accesorios. Este tipo de adaptación solamente funcionará cuando la línea de ventilación esté equipada con un tapón de tubería de ventilación activado por presión. Normalmente este tapón permanecerá cerrado y se abrirá solamente cuando se alcance una presión positiva o negativa de aproximadamente

2 psi dentro del tanque. Un tapón de ventilación tradicional abierto a la atmósfera inutilizará los accesorios de recuperación de vapores de la Etapa I y no debe utilizarse en esta aplicación. Todas las demás aberturas de la parte superior del tanque, como la tubería de llenado y la tubería ascendente del MAT, deben sellarse herméticamente al vapor para que la adaptación de la línea de ventilación de la Etapa I funcione correctamente.

Tenga en cuenta que, además de los requisitos de los UST, la División de Control de Contaminación Atmosférica (DAPC) también regula los tanques y surtidores de gasolina en las instalaciones de suministro de gasolina. El DAPC recientemente implementó el Permiso por regla para las instalaciones de suministro de gasolina. Los propietarios/operadores pueden presentar una Notificación de intención para obtener autorización en virtud del Permiso por regla. El formulario de Notificación de intención APC 202 (CN-1514), así como información adicional sobre el Permiso por regla, pueden consultarse en la siguiente dirección: <https://www.tn.gov/content/tn/environment/program-areas/sbeap-small-business-environmental-assistance/permit-by-rule.html>.

Sin embargo, si el propietario/operador prefiere la opción de solicitar un permiso, los formularios de solicitud APC 100 (CN-0730) y APC 114 (CN-1001) y las indicaciones están en línea en: <https://www.tn.gov/environment/permit-permits/permits-air/permit-air-air-quality-state-operating-permit.html>.

El formulario 202 de Notificación de intención o los formularios de solicitud APC 100 y 114 deben presentarse a la División en un plazo de treinta (30) días a partir del inicio del funcionamiento de la instalación. Si necesita ayuda, el Programa de asistencia ambiental para pequeñas empresas (SBEAP) es un programa técnico confidencial y gratuito del TDEC que puede ayudarle. Puede ponerse en contacto con el SBEAP en el 800-734-3619 o por correo electrónico en [BGSBEAP@tn.gov](mailto:BGSBEAP@tn.gov). Si la instalación se encuentra en los condados de Davidson, Hamilton, Knox o Shelby, póngase en contacto con el programa local de control de contaminación atmosférica de ese condado para informarse acerca de los requisitos de autorización de aire.

Los sistemas de recuperación de vapores de la Etapa II recogen los vapores de gasolina de los tanques de combustible de los vehículos mientras los clientes surten los productos de gasolina en sus vehículos en las instalaciones de suministro de gasolina. El sistema de la Etapa II consta de boquillas especiales y mangueras coaxiales en cada surtidor de gasolina que capturan los vapores del tanque de combustible del vehículo y los dirigen a los tanques de almacenamiento subterráneo o en superficie de las estaciones durante el proceso de abastecimiento.

A partir del 14 de julio de 2016, los sistemas de recuperación de vapores de la Etapa II pueden desmantelarse y retirarse y ya no tienen un control de emisiones obligatorio para las instalaciones UST nuevas o renovadas. El requisito anterior para los sistemas de recuperación de vapores de la Etapa II solamente se aplica a la zona de cinco condados: Davidson, Rutherford, Sumner, Williamson y Wilson. El condado de Davidson tiene un programa local, por lo que las instalaciones UST del condado de Davidson deben ponerse en contacto con la División de Contaminación del Aire del Condado de Davidson para obtener más información.

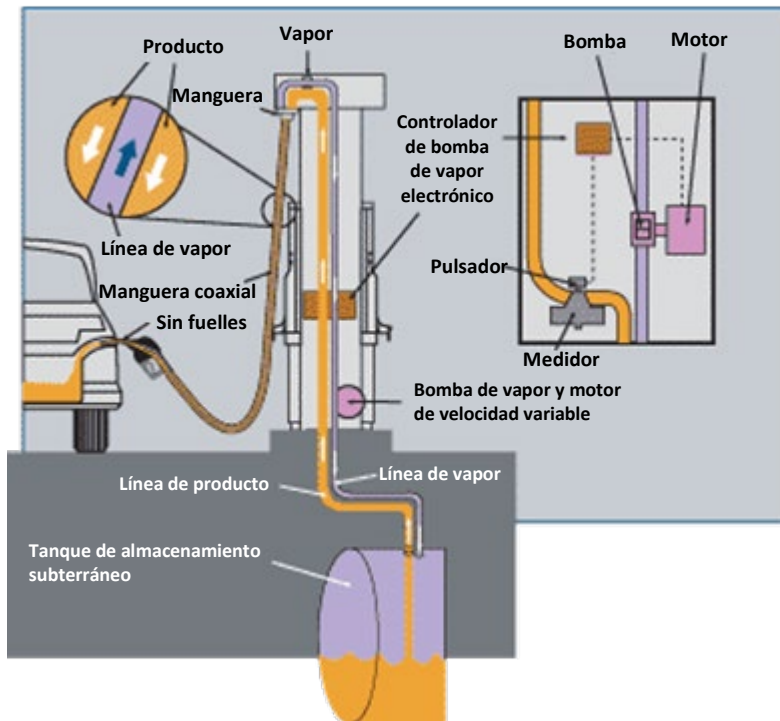
Encontrará más información en [https://www.tn.gov/content/dam/tn/environment/documents/sbeap\\_gasoline\\_compliance\\_guidance.pdf](https://www.tn.gov/content/dam/tn/environment/documents/sbeap_gasoline_compliance_guidance.pdf).

Cuando se utiliza un equipo de recuperación de vapores de la Etapa II, el escape de vapores de gasolina se reduce al mínimo, lo que ayuda a proteger a los clientes de efectos nocivos de los vapores de la gasolina, así como a minimizar el escape de los contaminantes que contribuyen a la contaminación

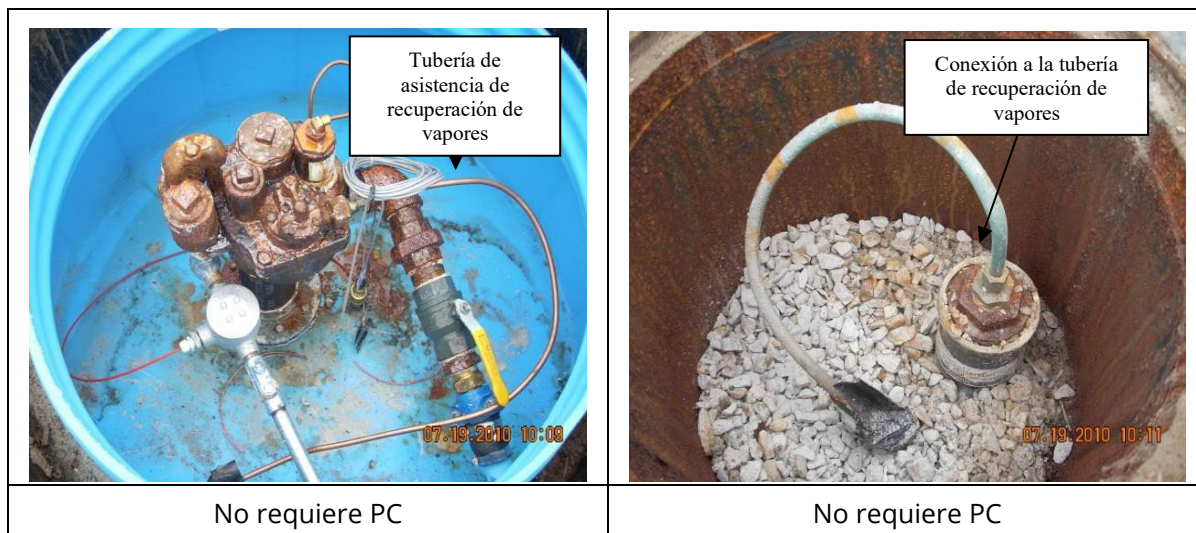


atmosférica.

El siguiente diagrama ilustra una configuración típica de la Etapa II.



Durante una inspección pueden encontrarse ocasionalmente tuberías adicionales asociadas a los sistemas de recuperación de vapores de la Etapa II. Esta tubería suele consistir en un tubo de cobre de pequeño diámetro que se ubica en la zona del elemento funcional del cabezal de la BTS y sale por la pared del sumidero de la BTS (Figura 5 a continuación) hacia el suelo. Este tubo se conectará a la tubería de recuperación de vapor en algún lugar fuera del sumidero de la BTS entre el sumidero y el surtidor. A veces, esta conexión a la tubería es visible en un pequeño puerto de acceso (Figura 6 a continuación). El objetivo de esta tubería es el de ayudar a la recuperación de vapor de los surtidores de vuelta a los tanques debido a las diferencias de elevación. Debido a que es muy similar a la tubería asociada con las asistencias de sifón para tanques múltiples (consulte la Figura 4 arriba, en la sección de Tanques múltiples), las dos configuraciones pueden confundirse. Un inspector debe estar familiarizado con ambas configuraciones y ser capaz de distinguirlos. No todas las tuberías asociadas a la recuperación de vapores están obligadas a tener protección contra la corrosión (PC), ya que no “contienen producto de forma rutinaria”.



## 8. GENERADORES DE EMERGENCIA

Los sistemas de tanques de generadores de emergencia suelen encontrarse en los siguientes lugares: hospitales, prisiones, juzgados, edificios de oficinas, determinadas instalaciones de fábricas, escuelas y residencias de ancianos. Deben estar equipados con dispositivos de prevención de derrames y sobrellenado de conformidad con la Regla .02(3). Los tanques y tuberías metálicos, es decir, de acero y cobre, deberán estar provistos de protección contra la corrosión de conformidad con la .02(4). De conformidad con la Regla .02(8), todos los sistemas generadores de emergencia deben someterse a inspecciones de recorrido periódicas. Sin embargo, algunos tanques de doble uso en los que el combustible se consume en los locales en los que se almacena aún pueden ser objeto de aplazamiento en función del producto almacenado.

Históricamente, los sistemas de tanques de generadores de emergencia instalados antes del 24 de julio de 2007 han estado aplazados de los requisitos de detección de fugas; sin embargo, la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA) recientemente implementó regulaciones nuevas y, a partir del 13 de octubre de 2018, todos los sistemas de tanques de generadores de emergencia deben cumplir con los requisitos de detección de fugas para tanques y tuberías antes del 13 de octubre de 2021, de conformidad con la Regla .01(2)(a)1.

Los tanques de generadores de emergencia, las tuberías presurizadas y/o las tuberías de succión que no cumplan los requisitos de la Regla .04(2)(b)2(i)-(iii) que se instalen o sustituyan el 24 de julio de 2007 o después de esa fecha, se contendrán secundariamente y realizarán un monitoreo intersticial para la detección de fugas de conformidad con la Regla .02(1)(c).

Cualquier sistema de UST que forme parte de un sistema generador de emergencia en instalaciones de generación de energía nuclear autorizadas por la Comisión Reguladora Nuclear y sujeto a los requisitos de la Comisión Reguladora Nuclear en materia de diseño y criterios de calidad, incluidos pero no limitados a 10 C.F.R. parte 50, Regla 0400-18-.01-02(b). Estos sistemas están excluidos de las Reglas 0400-18-01-.02 a 0400-18-01-.05 y 0400-18-01-.07 a 0400-18-01-.10, 0400-18-01-.16, y 0400-18-01-.17.

Algunos sistemas de generadores de emergencia están equipados con sistemas de bombeo sumergibles que transportan el producto a presión al tanque diario del generador. Aunque estos sistemas parecen similares a los sistemas de abastecimiento convencionales, las bombas sumergibles

están diseñadas para funcionar a presiones mucho más bajas (normalmente 15-20 psi). Como resultado, los sistemas convencionales de detección automática de fugas en línea (ALLD) pueden no ser eficaces para detectar fugas catastróficas equivalentes a 3,0 galones por hora a 10 psi. Además, si el combustible se transporta a una altura superior a la de la salida de la tubería, la presión estática del combustible en la línea del producto puede impedir que el detector de fugas funcione según lo previsto. Por lo tanto, la División permitirá, en función del lugar, métodos alternativos a los ALLD, como el monitoreo intersticial para monitorear las tuberías de producto y mantener el cumplimiento de los requisitos de detección de fugas.

Los sistemas de tuberías subterráneas de los generadores equipados con líneas de retorno de tanques diarios que transportan el producto bajo presión, ya sea mediante el uso de una bomba de descarga o por flujo de gravedad, deben proporcionar un método de detección de fugas de las tuberías. Normalmente, esto se encuentra en los sistemas de tuberías de generadores de emergencia que utilizan válvulas de verificación en línea o válvulas solenoides para controlar el flujo de combustible que se devuelve a la parte subterránea del sistema de UST.



Sistema generador de emergencia presurizado equipado con un sensor intersticial.



Los sistemas de UST de generadores de emergencia alimentados por sustancias reguladas como el diésel están regulados por la División.

No es necesaria la detección de fugas en las tuberías aéreas de los sistemas de generadores de emergencia.

Todos los tanques de los generadores de emergencia que hayan sido previamente aplazados de los requisitos de detección de fugas están obligados a implementar la detección de fugas en tanques y tuberías a partir del 13 de octubre de 2021. En el caso de la detección de fugas en tanques, eso significa que será necesario llevar a cabo uno de los métodos permanentes de detección de fugas en tanques. De estos métodos permanentes de detección de fugas en tanques, solamente el siguiente será normalmente un método válido para un tanque de generador de emergencia.

- Detección de fugas mensual en el tanque con un medidor automático de tanques (MAT) o Conciliación estadística de inventarios (CEI);
- Monitoreo intersticial mensual (si el tanque es de doble pared)

Los tanques diarios, independientemente de su tamaño, deben disponer de detección de fugas. Los tanques diarios que formen parte de un sistema de UST regulado deben ser de contención secundaria y disponer de monitoreo intersticial si se instalaron después del 24 de julio de 2007. Existen dos excepciones:

- Un propietario y un operador tienen un tanque diario sobre el suelo asociado a un sistema de hidrantes de aeropuerto o a un tanque construido sobre el terreno en el que el sistema global cumple la definición de sistema de UST de la EPA. En este caso, el tanque diario sobre el suelo está parcialmente excluido de la mayor parte de la normativa, incluida la contención secundaria y el monitoreo intersticial.
- La definición de tanque de almacenamiento subterráneo excluye (1) los tanques de parque o residenciales de 1100 galones o menos de capacidad utilizados para el almacenamiento de combustible de motor para fines no comerciales y (2) los tanques utilizados para el almacenamiento de combustible para calefacción, cuando se utiliza en el funcionamiento de equipos de calefacción, calderas u hornos para uso de consumo en los locales donde se almacena.

Para la detección de fugas en tuberías, el primer paso sería determinar la configuración de las líneas de suministro y retorno. ¿Son presurizados, por succión, por gravedad o algún híbrido de estas configuraciones? Si está presurizado, ¿existe o puede instalarse un detector automático de fugas en la línea (ALLD)? Las Figuras 12-15 muestran cuatro configuraciones típicas de tuberías para generadores de emergencia y los tipos de detección de fugas en tuberías que son aceptables. Si el sistema no está



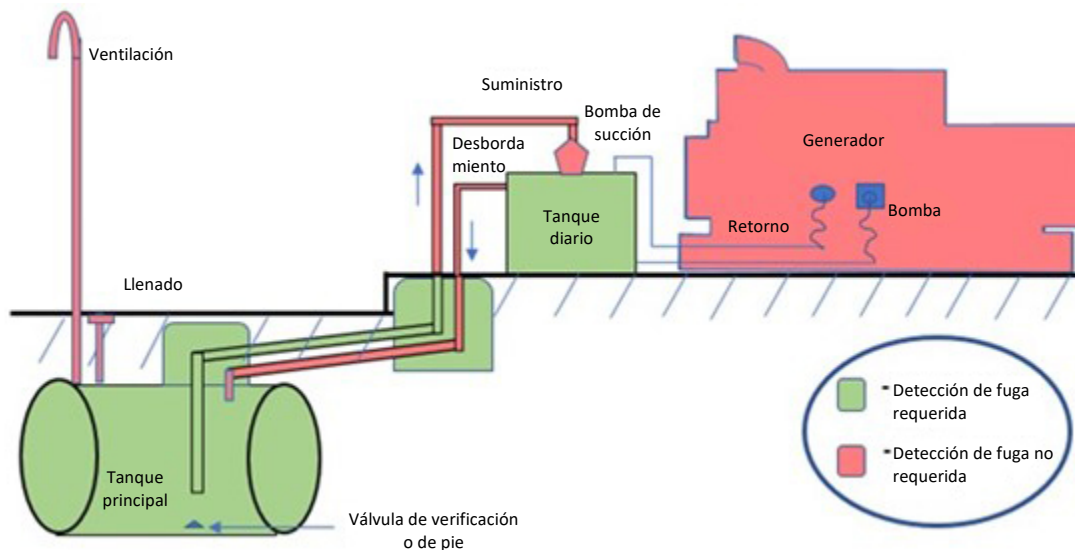
configurado como las figuras anteriores y no está seguro de qué métodos de detección de fugas serán aceptables, póngase en contacto con la División de UST para obtener más guía.

Anteriormente, los tanques de los generadores de emergencia estaban exentos de los requisitos de detección de fugas.

Sin embargo, a partir del 13 de octubre de 2021, todos los sistemas de tanques de generadores de emergencia regulados deberán implementar la detección de fugas en tanques y tuberías. Para los tanques eso significa que uno de los métodos permanentes de detección de fugas del tanque tendrá que ser realizado. De estos métodos permanentes de detección de fugas en tanques, solamente el siguiente será normalmente un método válido para un tanque de generador de emergencia.

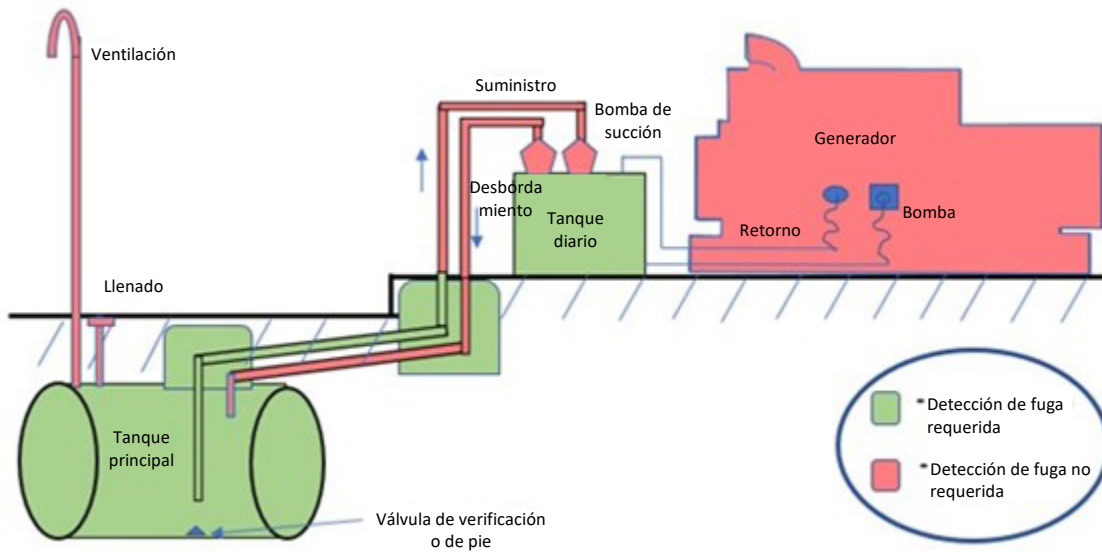
- Detección de fugas mensual en el tanque con un medidor automático de tanques (MAT), una medición manual de tanques o Conciliación estadística de inventarios (CEI);
- Monitoreo intersticial mensual (si el tanque, la tubería o el componente es de doble pared). El monitoreo intersticial es obligatorio para todos los componentes del sistema instalados a partir del 24 de julio de 2007.

Para las tuberías, los siguientes diagramas muestran cuatro configuraciones típicas de tuberías para generadores de emergencia y los tipos de detección de fugas en tuberías que son aceptables. Si no está seguro de la configuración del sistema o de qué métodos de detección de fugas serán aceptables, póngase en contacto con la División de UST para obtener más guía.



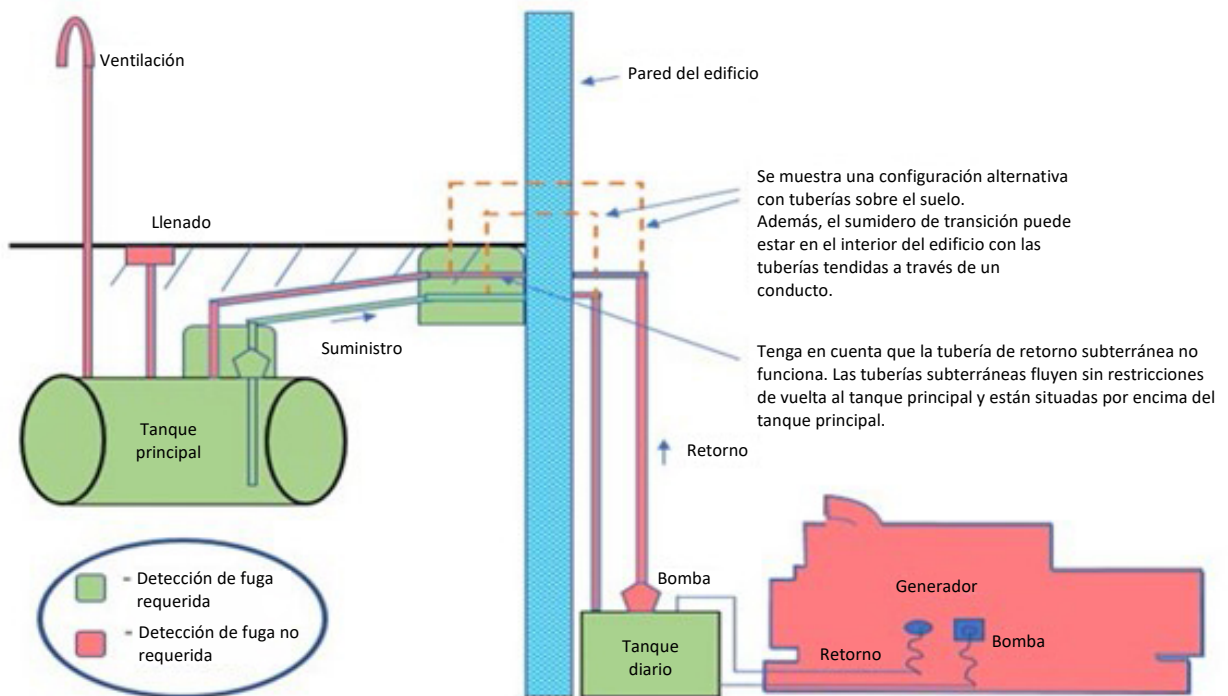
**Figura 12.**

Tanque principal de combustible debajo del tanque diario. Tuberías de desbordamiento del tanque diario **SIN BOMBA** (las tuberías de alimentación por gravedad son componentes no operativos); tuberías subterráneas de suministro desde el tanque principal (tuberías de succión); tuberías de ventilación y llenado (componentes no operativos)



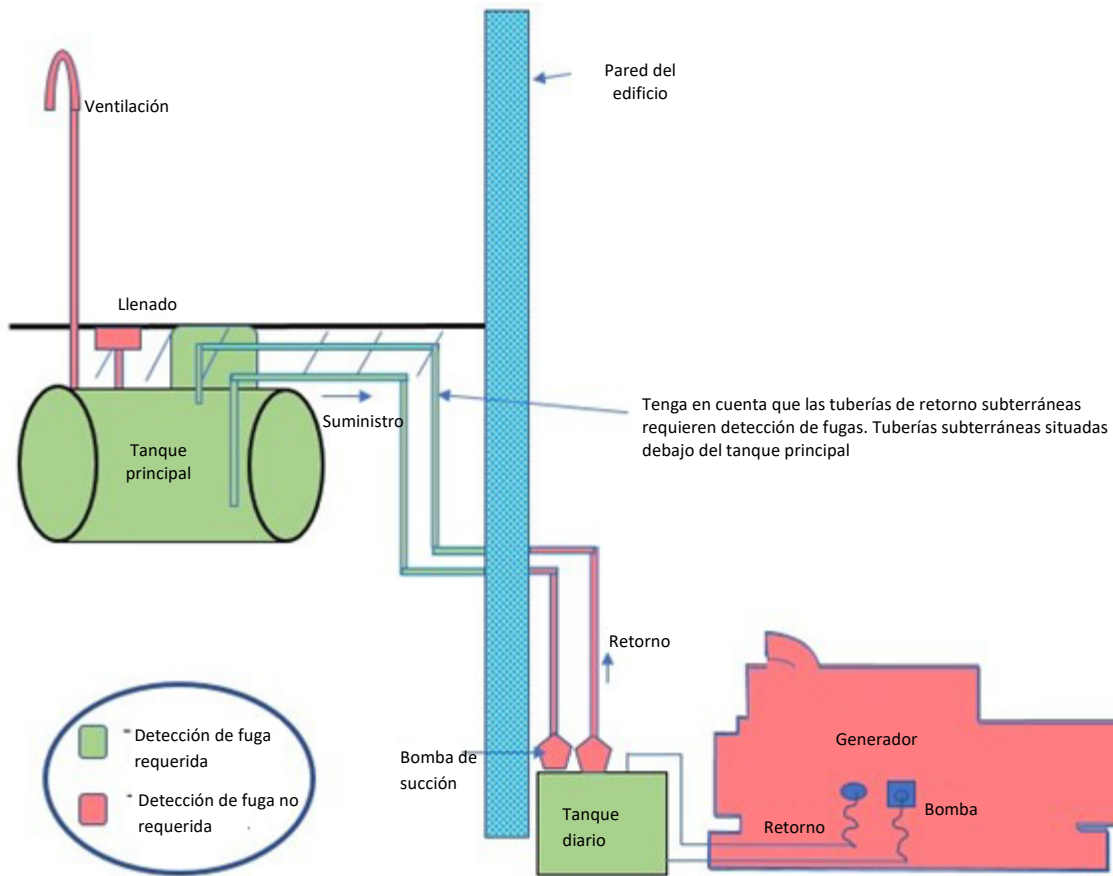
**Figura 13.**

Tanque principal de combustible debajo del tanque diario. Tuberías de desbordamiento del tanque diario con bomba (componentes no operativos); tuberías subterráneas de suministro desde el tanque principal (tuberías de succión); tuberías de ventilación y llenado (componentes no operativos)



**Figura 14.**

Tanque principal de combustible encima del tanque diario. Tuberías de retorno del tanque diario al tanque principal (tuberías presurizadas); tuberías subterráneas de suministro desde el tanque principal (tuberías presurizadas); tuberías de ventilación y llenado (componentes no operativos)



**Figura 15.**

Tanque principal de combustible encima del tanque diario. Tuberías de retorno desde el tanque diario al tanque principal (tuberías presurizadas); tuberías subterráneas de suministro desde el tanque principal (tuberías de succión); tuberías de ventilación y llenado (componentes no operativos)

Dado que el funcionamiento de los generadores de emergencia no suele estar controlado por el personal o lo está parcialmente y que el sistema de detección de fugas no interrumpe ni reduce el flujo de combustible hacia el generador, debe instalarse un sistema de alarma para que el operador de la instalación reciba una notificación cuando se active una alarma de combustible. Cuando se utiliza el monitoreo intersticial, un marcador automático puede alertar a un número de teléfono especificado cuando se dispara el sensor. Todas las alarmas deben registrarse e investigarse inmediatamente.

Todos los tanques diarios forman parte de un sistema de UST regulado y deben ser de contención secundaria y disponer de monitoreo intersticial si se instalaron después del 24 de julio de 2007; consulte 40CFR 280.20, de conformidad con la Regla .02(1)(c). La medición automática de tanques y la conciliación estadística de inventarios no funcionarían, ya que el tanque diario suele hacer circular el producto hacia UST principal y hacia el generador.

Los derrames/sobrellenados siguen siendo obligatorios en la Regla .02(3). No obstante, los componentes de tanques o tuberías de un sistema de UST para generadores de emergencia instalados o sustituidos el 24 de julio de 2007 o con posterioridad a esa fecha, deberán estar contenidos secundariamente y deberán llevar a cabo un monitoreo intersticial (a menos que las tuberías sean de succión segura) de conformidad con las reglas .02(2)(a) y (b).

También se requiere protección contra la corrosión de conformidad con la Regla .02(4). La tubería más común es la de cobre, que debe protegerse contra la corrosión. Los sistemas de tanques de generadores de emergencia suelen encontrarse en los siguientes lugares: hospitales, prisiones, juzgados, edificios de oficinas, determinadas instalaciones de fábricas, escuelas y residencias de ancianos, a menos que se clasifique como tanque de doble uso (consulte más adelante).

Puede encontrar más información en los Requisitos Federales de UST para Sistemas de UST de Generadores de Energía de Emergencia (EPA 510-K-22-003) de mayo de 2022, <https://www.epa.gov/ust/emergency-power-generator-ust-systems-2015-requirement-release-detection>.

Tenga en cuenta que, además de los requisitos de UST, la División de control de contaminación atmosférica (DAPC) también regula algunos sistemas de generadores de emergencia como SBEAP (Motores estacionarios de combustión interna) según los requisitos del Permiso por regla. Encontrará más información sobre el Permiso por regla en: <https://www.tn.gov/content/tn/environment/program-areas/sbeap-small-business-environmental-assistance/sbeap-spark-ignition-and-reciprocating-internal-combustion-engines.html>

## 9. TANQUES DE DOBLE PROPÓSITO

Por “tanques de doble propósito” se entiende un tanque que se utiliza para producir calor en equipos de calefacción instalados de forma permanente y que se utilizan para generar energía en caso de emergencia por corte del suministro eléctrico. Los tanques de generadores de emergencia pueden estar exentos de la normativa UST si en el tanque se almacena uno de los productos de derivados del petróleo enumerados en la definición de combustible para calefacción [petróleo n.º 1, n.º 2, n.º 4-ligero, n.º 4-pesado, n.º 5-ligero, n.º 5-pesado y n.º 6 grados técnicos de aceite; otros aceites combustibles residuales (incluido el Combustible Especial de la Armada y el Bunker C) y otros combustibles cuando se utilizan como sustitutos de uno de estos aceites combustibles] y se utilizan para el funcionamiento de equipos de calefacción, calderas u hornos para el consumo en los locales donde se almacena.

A fines de 2017, la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos notificó a la División que el diésel ya no se considera un sustituto, por lo tanto, muchos sistemas de UST que originalmente se interpretaron como exentos ahora pueden estar sujetos a requisitos reglamentarios. El tipo de combustible usado y dónde se consume son los factores principales que hay que tener en cuenta a la hora de regular los tanques de doble uso. La División debe revisar las tres últimas facturas de carga para asegurarse de que cumplen estos requisitos.

El combustible para calefacción suele utilizarse en el funcionamiento de equipos de calefacción, calderas u hornos. No hay restricciones para el uso de combustible para calefacción en virtud de la exclusión, salvo que se utilice de forma consuntiva en el lugar. El capítulo 0400-18-01-.01 tiene la siguiente definición: “Consumo” con respecto al combustible para calefacción significa consumido en los locales donde está almacenado. Es comúnmente aceptado que el combustible utilizado para los tanques de doble propósito se consume en las instalaciones, lo que lleva a determinar el tipo de combustible utilizado. El tipo de combustible suministrado determinará cómo regular un tanque de doble propósito, dependiendo de si se trata de combustible n.º 2 o de diésel.

## 10. TANQUES DE “DECANTACIÓN”

También conocidos como tanques de aceite residual, suelen encontrarse en talleres de reparación de automóviles, instalaciones de camiones, instalaciones de transporte del condado y estatales, plantas a granel y determinadas instalaciones de fábricas. Estos tanques están sujetos a todas las normativas



excepto a los requisitos de derrame/sobrellenado (si se llenan con 25 galones o menos a la vez). Consulte la Regla .02(3)(a)1.

## 11. TANQUES DE PARQUE

Se trata de tanques situados en una extensión de terreno dedicada a la producción de cultivos o a la cría de animales, incluidos los peces y las residencias y mejoras asociadas y se encuentran en la propiedad de la explotación. "Parque" incluye criaderos de peces, pastizales y viveros con operaciones de cultivo. Los tanques de parques de 1100 galones o menos de capacidad utilizados para almacenar combustible de motor con **fines no comerciales** no están regulados. "Parque" no incluye laboratorios donde se crían animales, las tierras utilizadas para cultivar madera ni las operaciones de aviación con pesticidas. Además, esta definición no incluye los centros de jardinería ni las tiendas minoristas donde se comercializa el producto de las granjas, pero no se produce. Consulte la Regla .01(4).

## 12. TANQUES RESIDENCIALES

Se trata de tanque situados en una propiedad utilizada principalmente como vivienda. Los tanques residenciales de 1100 galones o menos de capacidad utilizados para almacenar combustible de motor con **fines no comerciales** no están regulados. Consulte la Regla .01(4).

## 13. TANQUES ESTACIONALES

Los tanques estacionales a menudo requieren un método alternativo de detección de fugas durante los meses estacionales de bajo producto, como el queroseno que se utiliza en los períodos fríos, de conformidad con la Regla .04(1)(e). Puede ser necesario cerrar temporalmente los tanques durante una parte del año si la detección de fugas no se realiza correctamente de conformidad con las Reglas .04(1)(c) y .07(1).

## 14. INSTALACIONES DESATENDIDAS

Ocasionalmente, los tanques se encuentran en instalaciones que están desatendidas. Estos lugares no suelen ser puntos de comercio minorista, sino que pueden ser propiedad del gobierno o de empresas que los utilizan para abastecer de combustible a la flota o vehículos de propiedad de la empresa. Los tanques de generadores de emergencia en ubicaciones remotas pueden considerarse instalaciones desatendidas. Normalmente se utiliza un lector de tarjetas para realizar una transacción de venta de combustible en la que se puede comprar combustible, aunque la instalación desatendida puede ser simplemente tanques situados en zonas seguras que requieren acceso autorizado o una llave para poder acceder a los tanques. No se consideran lugares desatendidos aquellos en los que hay personal presente durante el horario comercial normal, aunque se pueda surtir combustible cuando no hay personal presente. En las ubicaciones desatendidas no suele haber personal presente.

Las tres diferencias importantes para las instalaciones desatendidas son las siguientes:

- A partir del 8 de agosto de 2012, las instalaciones desatendidas no están obligadas a un operador de Clase C en el lugar, pero deben tener un operador de Clase A y Clase B designado para este lugar de conformidad con la Regla .16(3)(d). El operador de Clase B designado, que también ha recibido la formación como operador de Clase C designado, cubrirá este requisito.
- Cualquier instalación desatendida que utilice un detector electrónico de fugas en línea, debe tener activada la función de apagado positivo de la bomba para una fuga de 3,0 gph. La función de alarma no es apropiada para una ubicación desatendida en caso de fuga catastrófica de la línea, como exige la Regla .04(4).

- Si se instalan sensores de sumidero para el monitoreo intersticial en las instalaciones desatendidas, el sensor debe desactivar la alimentación de conformidad con la guía que se encuentra en el Capítulo técnico 3.4, Contención secundaria y Monitoreo intersticial.

## 15. SISTEMAS DE UST EN AEROPUERTOS

En los aeropuertos pueden encontrarse algunas configuraciones inusuales de los tanques asociadas a los sistemas de abastecimiento de combustible. Los sistemas de tanque de almacenamiento subterráneo (UST) pueden estar muy cerca unos de otros, así como los sistemas de tanque de almacenamiento superficial (AST) en lo que se denomina “parque de tanque”. Estos “parques” pueden parecer muy confusos cuando se observan por primera vez, debido a las numerosas bombas de transferencia, recipientes de filtro y tuberías que hay sobre el suelo. Debe llevarse a cabo una investigación cuidadosa para diferenciar los tanques separados y las tuberías asociadas. Algunos sistemas pueden estar asociados a sistemas separadores de aceite/agua regulados o no regulados. Algunos pueden estar asociados a tanques no regulados que almacenan sustancias como glicol (líquido descongelante). Estas configuraciones pueden dar lugar a una solicitud complicada de los requisitos de detección de fugas de protección contra la corrosión.

### Ejemplos:

#### a. Tuberías asociadas a otros sistemas de tanques

Los aeropuertos pueden tener tanques de combustible “fuera de especificación” (*off spec*). Se trata de tanques que almacenan residuos de combustible que no pueden utilizarse. Estos tanques también pueden llenarse con otros aceites o combustibles que se bombean (bomba de transferencia) desde un separador de aceite/agua adyacente a través de una tubería de acero. Estas tuberías pueden ser completamente subterráneas, totalmente aéreas o solo parcialmente subterráneas. Como resultado, esto crea un problema de detección de fugas, así como un problema de corrosión para las tuberías subterráneas presurizadas entre los dos sistemas de tanques. El tanque para el separador de aceite/agua puede estar regulado o no (consulte el apartado anterior “Separadores de aceite/agua”). Aunque el sistema de tanque separador de aceite/agua no esté regulado, la tubería presurizada que va al tanque “fuera de especificación” sí lo está y requiere detección de fugas de acuerdo con la Regla .04 y protección contra la corrosión de conformidad con la Regla .02(4).

El problema de la detección de fugas puede ser difícil de corregir debido a la naturaleza de la configuración de estas tuberías presurizadas (es decir, instalar un detector de fugas en línea para la detección de fugas catastróficas o realizar pruebas de estanqueidad). Las tuberías suelen estar construidas de forma que no permitan instalar fácilmente un detector de fugas o que no dispongan de válvulas, etc. mediante las cuales se pueda lograr el aislamiento para realizar las pruebas de estanqueidad. Como resultado, algunos propietarios de sistemas de tanques en aeropuertos han optado por excavar estas tuberías presurizadas, normalmente poco profundas, lo que hace que todo el tramo de tuberías quede sobre el suelo entre ambos sistemas de tanques. Esto puede eliminar todos los requisitos de detección de fugas en las tuberías.

La protección contra la corrosión (PC) solo es motivo de preocupación si no ha demostrado que esta misma tubería es continua con cualquier sistema de PC que pueda instalarse en el lugar. Además, las secciones de las tuberías pueden quedar aisladas debido a uniones dieléctricas o juntas asociadas a las bombas de transferencia. Dado que esta tubería está regulada, debe establecerse la continuidad en todo el recorrido de la tubería. Si es continua, la prueba de PC de

esta tubería debe incluirse con todas las demás pruebas de los componentes del sistema de tanques. Si no es continua, debe añadirse la PC a esta tubería de conformidad con la Regla .02(4)(b) o debe excavarse la tubería para calificarla como tubería superficial como se ha descrito anteriormente y, por lo tanto, no está regulada.

## **b. Tuberías asociadas a la transferencia de combustible**

Algunos aeropuertos pueden tener tuberías que permiten transferir combustible de un sistema a otro o tuberías desde una zona de llenado remoto o carga de combustible hasta y desde un sistema de tanques concreto. Esta zona de carga de combustible puede incluir puertos de llenado remotos, así como tuberías de descarga.

Estas tuberías pueden ser de flujo por gravedad/succión, presurizadas o una combinación de ambas. Estas tuberías pueden ser completamente subterráneas, totalmente aéreas o solo parcialmente subterráneas. La tubería puede tener una bomba de transferencia en cualquier punto del recorrido de la tubería. Como resultado, el recorrido de la tubería puede ser parcialmente de succión y luego presurizado o de flujo por gravedad más allá de la bomba de transferencia.

En primer lugar, determine si la tubería está presurizada. Si está presurizada, se requiere detección de fugas para las partes subterráneas. Pueden aplicarse las mismas soluciones descritas anteriormente para las "Tuberías asociadas a otros sistemas de tanques". Nota: Si las bombas de transferencia permiten que el combustible quede contenido en la porción de succión de la tubería y no drena de nuevo el tanque, entonces se requiere detección de fugas para esta porción de la tubería de acuerdo con la Regla .04(2)(b)2. Una vez más, como esto es muy poco práctico de implementar en este tipo de sistemas, la alternativa habitual es excavar la sección de tubería hasta la parte superior del tanque, lo que eliminará todos los requisitos de detección de fugas, ya que se considerará superficial.

Además, las mismas soluciones a los problemas de corrosión descritas anteriormente para las "Tuberías asociadas a otros sistemas de tanques" pueden aplicarse a las partes subterráneas.

## **c. Cuestiones específicas de PC**

Se han encontrado algunos sistemas de parque de tanque que requieren PC para ser probados e informados junto con el AST del aeropuerto y la tubería asociada del "sistema de hidrantes" (que suministra combustible directamente a las aeronaves en la zona de la puerta de embarque). En ocasiones, sus respectivos sistemas de PC pueden estar separados y, en otras, combinados. Si otros sistemas de tanques están protegidos por el mismo sistema de PC, entonces los sistemas de UST regulados por la División deben ser probados e informados por separado en los formularios requeridos por la División (CN-1309, CN-1140 y CN-1282). Consulte las Reglas .02(4)(c)2 y .02(4)(c)4.

Ocasionalmente, los tanques no regulados pueden incluirse en la misma protección del sistema de PC que los tanques regulados. Pueden incluir tanques como los glicol mencionados anteriormente. Esto no crea un problema de PC si estos tanques no regulados se mantienen adecuadamente y no afectan negativamente a la protección del sistema de PC para los tanques regulados.



Ejemplo de configuración de tuberías



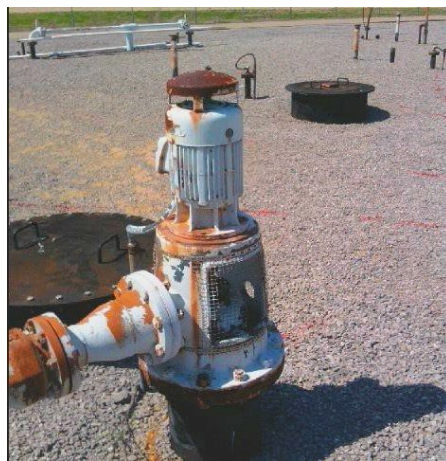
Ejemplo de parque de combustible con UST y AST



Ejemplo de configuración de tuberías



Carga/descarga de combustible en la acera



Ejemplo de bomba de transferencia

## 16. TRUCOS DE INSPECCIÓN

Es importante no permitir que las confusas configuraciones de tuberías aéreas/subterráneas de estos parques de tanques provoquen una interpretación errónea del cumplimiento/incumplimiento de cada componente del sistema. Antes de inspeccionar para determinar el estado de cumplimiento:

- En primer lugar, formule preguntas para comprender plenamente cuál es la función de cada componente del sistema o sistemas y distinga claramente qué tuberías están asociadas a cada tanque (incluidas las bombas de transferencia y otros equipos auxiliares, si los hay).
- Trace un mapa completo del parque de tanques y etiquete cada componente.
- Etiquete correctamente la dirección del flujo de combustible de cada tramo de tubería visible.
- Determine qué sección de la tubería es presurizada, de flujo de gravedad o de succión y, a continuación, etiquétela.
- Fotografe minuciosamente cada sistema de tanques y las tuberías asociadas por separado (y cualquier otro componente o característica destacable) para futuras consultas.
- Por último, revise todas las notas con el propietario/operador para comprobar su exactitud antes de comenzar la inspección.

Estos documentos deben escanearse y cargarse en la base de datos de cumplimiento en GasLog para que sirvan de ayuda en futuras inspecciones de la instalación. Si al término de la inspección hay alguna duda o pregunta, remítala para que la revisen sus colegas.

## 17. TERMINALES A GRANEL

Los terminales a granel son instalaciones que almacenan grandes cantidades de productos derivados del petróleo, normalmente en varios AST grandes. Varios productos derivados del petróleo pueden llegar a la instalación mediante camiones tanques, barcasas u oleoductos y distribuirse a instalaciones más pequeñas transfiriendo el combustible a camiones tanques. Estas instalaciones también se conocen como terminales de combustible, plantas a granel, instalaciones principales de almacenamiento de petróleo (MOSF) en tierra o terminales de almacenamiento de petróleo a granel. Ocasionalmente, algunos UST pueden estar asociados a estas instalaciones. Estas instalaciones pueden ser utilizadas por distribuidores de combustible locales o regionales, empresas de mitigación ambiental que almacenan productos derivados del petróleo usados o de desecho o grandes distribuidores de combustible. Algunas preocupaciones relacionadas con la inspección podrían ser:

### a. Configuración de tuberías y tanques

Aunque no suelen ser tan complicadas como los parques de combustible de los aeropuertos, algunas de estas instalaciones pueden tener configuraciones de tuberías que aun requieren una investigación exhaustiva para determinar los problemas de cumplimiento. Pueden observarse diversas configuraciones con una combinación de tuberías en superficie y subterráneas, así como bombas de transferencia y recipientes de filtrado. La configuración suele incluir un estante de carga y, a veces, uno o varios surtidores típicos.

### b. Tanques de almacenamiento temporales

Las instalaciones suelen disponer de tanques de almacenamiento temporales para almacenar temporalmente los productos derivados del petróleo devueltos a la instalación por un camión tanque. Posteriormente, el producto se bombea de nuevo a los grandes tanques de almacenamiento. Si este tanque de almacenamiento temporal se “vacía rápidamente”, entonces el

tanque no está regulado por la División. El inspector deberá determinar si el tanque cumple los requisitos de “vaciado rápido” de conformidad con la Regla .01(2)(c)6.

Aplique los mismos “consejos de inspección” detallados anteriormente para las instalaciones aeroportuarias.



Ejemplo de configuración de tanques en una terminal a granel

## REFERENCIAS

Bombas sumergibles Big-Flo; Instalación, funcionamiento, servicio y reparación; Manual Red Jacket .051-023-1; Revisión D,

Boletín de servicio en terreno de Red Jacket, junio de 1996 (RJ-23-51)

Requisitos Federales de UST para Sistemas de UST de Generadores de Energía de Emergencia (EPA 510-K-22-003) de mayo de 2022, <https://www.epa.gov/ust/emergency-power-generator-ust-systems-2015-requirement-release-detection>

**TN**

Department of  
**Environment &  
Conservation**



# **Sistema de UST fuera de servicio**

## **Manual de inspección estandarizada**

### **Sección 2.4**

Departamento de Medioambiente y Conservación de Tennessee

División de tanques de almacenamiento subterráneo

Reglas vigentes a partir del 13 de octubre de 2018

Última actualización del documento: 17 de junio de 2022



**Esta página se dejó en blanco intencionalmente**

## Índice

1.	EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD.....	1
2.	PROPÓSITO.....	1
3.	AUTORIDAD .....	1
4.	APLICABILIDAD.....	1
5.	INTRODUCCIÓN .....	2
6.	TERMINOLOGÍA.....	2
7.	REQUISITOS PARA TODOS LOS SISTEMAS DE TOS: VACÍOS O ALMACENANDO .....	2
a.	NOTIFICACIÓN .....	2
b.	OPERADORES CERTIFICADOS .....	2
1.	Instalaciones atendidas.....	3
2.	Instalaciones desatendidas .....	3
3.	Instalaciones parcialmente atendidas .....	3
c.	TARIFAS DE COMPARTIMENTO DE TANQUE.....	3
d.	EQUIPO ASEGURADO.....	4
e.	PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN.....	4
8.	REQUISITOS OPERATIVOS PARA LOS SISTEMAS DE TOS VACÍOS.....	4
a.	DETECCIÓN DE FUGAS.....	4
b.	DERRAME Y SOBRELLENADO .....	5
9.	REQUISITOS OPERATIVOS ADICIONALES PARA LOS SISTEMAS DE TOS QUE ALMACENAN PRODUCTOS.....	5
a.	DERRAME Y SOBRELLENADO.....	5
b.	DETECCIÓN DE FUGAS EN TANQUES Y TUBERÍAS .....	6
c.	REVISIONES TRIMESTRALES DE LOS SURTIDORES .....	6
d.	INSPECCIONES DE RECORRIDO MENSUALES Y ANUALES.....	6
10.	INFORMES.....	7
11.	REFERENCIAS.....	8
	APÉNDICE 1. Requisitos de TOS.....	9



**ESTADO DE TENNESSEE**  
**DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN**  
**DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO**

**SECCIÓN 2.4**  
**SISTEMAS DE UST FUERA DE SERVICIO**

**1. EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Este documento es solamente una guía y no afecta a los derechos u obligaciones legales. Las decisiones de la agencia en cualquier caso concreto se realizarán aplicando las leyes y las regulaciones aplicables a los hechos específicos. La mención de nombres o productos comerciales no constituye un respaldo o recomendación de uso.

**2. PROPÓSITO**

El propósito de este capítulo técnico es ayudar al personal de la División de tanques de almacenamiento subterráneo (División), a la comunidad regulada y a los proveedores de servicios a comprender los requisitos reglamentarios para los sistemas de tanques de almacenamiento subterráneo (UST) que están registrados como temporalmente fuera de servicio (TOS).

Este capítulo técnico contiene la política actual de la División basada en los estatutos y reglamentos que rigen el programa de Tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo de Tennessee. La versión más actualizada de este capítulo técnico se publicará y estará siempre disponible en el sitio web de la División.

**3. AUTORIDAD**

Todas las reglas a las que se hace referencia en este capítulo técnico se encuentran en el Capítulo 0400-18-01 y están disponibles en el sitio web de la División de tanques de almacenamiento subterráneo en la dirección <https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/act-rule-policies.html>.

**4. APLICABILIDAD**

Este documento proporciona una guía específica para los sistemas de UST cerrados temporalmente (comúnmente denominados Temporalmente fuera de servicio (TOS)) según los requisitos de la Regla 0400-18-01.07(1). Los sistemas de TOS deben:

- Seguir los requisitos del Apéndice 1, Sección VII si está vacío (almacena menos o igual a 2,5 cm (1 pulgada) de residuo)
- Seguir los requisitos del Apéndice 1, Sección VIII si no está vacío (almacena más o igual a 2,5 cm (1 pulgada) de residuo)

Los propietarios y operadores están obligados a notificar a la División cualquier cambio de estado

(utilice el Formulario de notificación modificado de la División CN-1260).

## 5. INTRODUCCIÓN

Los registros de un tanque temporalmente fuera de servicio y el cumplimiento de los requisitos de TOS garantizan el mantenimiento correcto del sistema de UST, lo que permite volver a ponerlo en servicio de forma segura. Muchos de los requisitos actualmente en uso (CIU) no se aplican a los sistemas de TOS si se cumplen determinados requisitos, lo que reduce potencialmente los costos de funcionamiento y mantenimiento. Se considera que un sistema de TOS está vacío cuando queda menos de 2,5 cm (una pulgada) de residuos en el sistema.<sup>1</sup> Un sistema de TOS está almacenando cuando el contenido es mayor a una pulgada. Los requisitos de TOS se dividen en tres categorías:

- Sistemas de TOS, ya sea si están almacenando o están vacíos.
- Sistemas de TOS vacíos.
- Sistemas de TOS que almacenan combustible.

## 6. TERMINOLOGÍA

Cierre temporal (Regla 0400-18-01-.07) equivale a Temporalmente fuera de servicio (Formulario de Notificación CN-1260).

Vacío (Sistema de UST): tanque de almacenamiento subterráneo, tuberías subterráneas conectadas, equipo auxiliar subterráneo y el sistema de contención contiene menos de 2,5 centímetros (una pulgada) de residuos.

Almacenamiento (Sistema de UST): tanque de almacenamiento subterráneo, tuberías subterráneas conectadas, equipo auxiliar subterráneo y el sistema de contención contiene más de 2,5 centímetros (una pulgada) de residuos.

Temporalmente fuera de servicio: sistema de UST no recibe entregas ni surte combustible habitualmente y no está cerrado en forma permanente.

Actualmente en uso: sistema de UST recibe entregas y/o suministra combustible en forma regular.

## 7. REQUISITOS PARA TODOS LOS SISTEMAS DE TOS: VACÍOS O ALMACENANDO

Los requisitos analizados en esta sección se aplican a todos los sistemas de TOS, tanto si están vacíos como si almacenan combustible.

### a. NOTIFICACIÓN

Todos los requisitos de notificación especificados en la Regla 0400-18-01-.03 se aplican a los sistemas de TOS. Los cambios de estado se comunicarán en un plazo de 30 días.<sup>2</sup> Esto incluye, entre otros, los cambios de propietario, la mejora sustitución de los tanques, los cambios de dirección postal y los cambios de servicio. Estos cambios se realizarán utilizando una *Notificación para Tanques de almacenamiento subterráneo* (formulario CN-1260) que se encuentra en la página web de [Guías y Formularios de UST de la División](#).

### b. OPERADORES CERTIFICADOS

Los requisitos de designación y capacitación del operador requeridos por la Regla 0400-18-01-.16 se aplican a todas las instalaciones de UST, incluidos los sistemas de TOS. Revise los escenarios

---

<sup>1</sup> Definido por la Regla 0400-18-01-.07(1)(a)

<sup>2</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.03(1)(g)

siguientes para conocer los requisitos específicos que se aplican a los lugares atendidos, desatendidos y parcialmente atendidos:

### **1. Instalaciones atendidas**

Las instalaciones atendidas deben cumplir todos los requisitos de designación y capacitación de operadores de Clase A, Clase B y Clase C. Debe ponerse un letrero o manual de instrucciones donde el operador de Clase C pueda verlo durante el desarrollo normal de su trabajo. Como mínimo, debe incluir lo siguiente:<sup>3</sup>

- La función del empleado en la respuesta a derrames y sobrellenado;
- Procedimientos de manejo de advertencias, alarmas y respuesta de la consola de detección de fugas (si corresponde);
- Nombre y número de la persona de contacto para emergencias y monitoreo de las alarmas de los equipos;
- Números de emergencia locales; y
- Una instrucción para mantener una distancia de seguridad con respecto a cualquier peligro potencial.

### **2. Instalaciones desatendidas**

Las instalaciones desatendidas deben contar con un operador designado de Clase A y Clase B, pero no están obligadas a tener operadores designados en el lugar. Los requisitos del operador de Clase C para las instalaciones desatendidas pueden ser cumplidos por el operador de Clase B designado que también esté capacitado como operador de Clase C. El operador de Clase B designado debe responder a todas las emergencias y alarmas causadas por derrames o fugas de la instalación de tanques de almacenamiento subterráneo<sup>4</sup>.

### **3. Instalaciones parcialmente atendidas**

Las instalaciones con atención parcial deben cumplir los requisitos de las instalaciones atendidas durante las horas en que la instalación sea atendida. Los requisitos para las instalaciones desatendidas se aplican cuando el lugar está desatendido.<sup>5</sup>

Cualquier cambio en los operadores de Clase A o Clase B deberá notificarse dentro un plazo de 30 días en la página web de [Ayudantes de tanques de la División](#).<sup>6</sup>

## **c. TARIFAS DE COMPARTIMENTO DE TANQUE**

Reglas vigentes a partir del 15 de junio de 2021, tarifas de tanques suspendidas hasta el 30 de junio de 2026<sup>7</sup>. A partir de entonces, siempre que se establezcan las tarifas por tanques, deberán abonarse todas las tarifas por los compartimentos de tanques que estén en servicio o temporalmente fuera de servicio durante cualquier período del año de facturación en curso.<sup>8</sup> Contáctese con la Sección de Tarifas y notificaciones de la División si tiene preguntas sobre los pagos o reembolsos (615-532-0945).

---

<sup>3</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.16(3)(c)

<sup>4</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.16(3)(d)

<sup>5</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.16(3)(e)

<sup>6</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.03(1)(h)

<sup>7</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.10(3)(c) y (d)

<sup>8</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.10(3)(f)

#### **d. EQUIPO ASEGURADO**

Cuando un sistema de UST está temporalmente cerrado por tres meses o más, los propietarios, operadores, y/u otras partes responsables deben dejar abiertas y funcionando las líneas de ventilación; y tapar y asegurar todas las demás líneas, bombas, bocas de acceso, y equipos auxiliares.<sup>9</sup>

#### **e. PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN**

Cuando un sistema de UST se cierra temporalmente, los propietarios, operadores, y/u otras partes responsables deberán continuar con el funcionamiento y mantenimiento de la protección contra la corrosión.<sup>10</sup> Los componentes metálicos (tanques, tuberías, conectores flexibles, etc.) en contacto con el suelo y/o el agua deberán protegerse contra la corrosión. Si los componentes metálicos están protegidos con un sistema de protección catódica galvánica o de corriente impresa, entonces:

- Continúe con el funcionamiento y mantenimiento del sistema de protección contra la corrosión;
- Asegúrese de que se suministre electricidad al rectificador de corriente impresa (si corresponde). Si el corte de electricidad es superior a 12 meses, puede ser necesario el cierre permanente del componente metálico del sistema de tanques;
- Realice pruebas de protección catódica cada tres (3) años. Si es necesario, repárelo y vuelva a comprobarlo;
- Registro completo del rectificador de 60 días para los sistemas de corriente impresa (si corresponde); y
- Mantenga todos los registros pertinentes.

Consulte el Capítulo técnico 4.1 de Protección contra la corrosión para obtener información adicional.

### **8. REQUISITOS OPERATIVOS PARA LOS SISTEMAS DE TOS VACÍOS**

Además de los requisitos operativos para los sistemas de UST de TOS comentados en la sección anterior, los requisitos que se mencionan a continuación se aplican a los sistemas de TOS vacíos. Los sistemas de TOS vacíos están exentos de muchos de los requisitos operativos y de pruebas que se aplican a los sistemas de TOS que almacenan productos y a los sistemas CIU. El cumplimiento de los requisitos para los sistemas de TOS vacíos, además de los requisitos enumerados en la sección anterior, garantizará el cumplimiento y el mantenimiento correcto que permitirá que el sistema vuelva a estar en servicio de forma segura.

#### **a. DETECCIÓN DE FUGAS**

La detección de fugas, el funcionamiento de detección de fugas y las pruebas e inspecciones de mantenimiento especificadas en las Reglas 0400-18-01-.02 y 0400-18-01-.04 no son necesarias si el sistema de UST está vacío.<sup>11</sup> No se requieren inspecciones de recorrido mensuales ni anuales, ni pruebas anuales de funcionamiento del equipo de detección de fugas, ni pruebas de integridad del sumidero de contención.

---

<sup>9</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.07(1)(b)

<sup>10</sup> Requerido por las Reglas 0400-18-01-.02(4) y 0400-18-01-.07(1)(a)

<sup>11</sup> Regla .0400-18-01-.07(1)(a)

Como una mejor práctica de gestión, se recomienda medir periódicamente los tanques para asegurarse de que contienen menos de una (1) pulgada de residuos. La División también recomienda que los sumideros de contención utilizados para el monitoreo intersticial se inspeccionen visualmente de forma periódica.

## **b. DERRAME Y SOBRELLENADO**

Se requiere que los sistemas de TOS vacíos tengan equipos de derrames y equipos de prevención de sobrellenado que cumplan con los requisitos de la Regla 0400-18-01-.02(3)(a)1.-3.<sup>12</sup> Si en algún momento se encuentran dispositivos de prevención de derrames o sobrellenados defectuosos, consulte los requisitos del Capítulo técnico 4.2 de *Prevención de derrames y sobrellenado*, Sección 5.e de *Informes y mantenimiento de registros*. Los propietarios y/u operadores mantendrán las cubetas de contención de derrames libres de agua, suciedad, escombros y/u otras sustancias que puedan interferir con la capacidad de la cubeta de contención para evitar derrames.<sup>13</sup> Además, la tapa de cubo de derrames debe estar en buen estado y no debe estar en contacto con el tapón de llenado.<sup>14</sup> Esto garantizará que no entre agua en el tanque.

Los sistemas de TOS vacíos están exentos de las pruebas e inspecciones relativas al funcionamiento y mantenimiento de la prevención de derrames y sobrellenados enumerados en la Regla 0400-18-01-.02.<sup>15</sup> Esto incluye las inspecciones mensuales de los cubos de derrame, pruebas trienales de integridad de la prevención de derrames e inspecciones trienales del equipo de prevención de sobrellenados. Dado que los dispositivos de prevención de derrames y sobrellenado están exentos de pruebas de integridad e inspecciones, pero deben sustituirse/repárarse si están dañados<sup>16</sup>, se recomienda comprobar periódicamente estos dispositivos para asegurarse de que no están dañados. Consulte el Capítulo técnico 4.2 de Derrame y sobrellenado para obtener información adicional sobre el equipo de prevención de derrames. De no realizarse un mantenimiento mensual de los cubos de derrame, puede producirse una fuga de petróleo al entorno, la entrada de agua en el tanque a través del tapón de llenado si está defectuoso, etc.

La Regla 0400-18-01-.02(3)(a)2.(ii) exime a los sistemas de UST de los requisitos de derrame y sobrellenado si se llenan por transferencia de no más de 25 galones a la vez. Esta regla se aplica a los sistemas que se llenan con pequeñas cantidades de una sola vez, por ejemplo, un tanque de aceite usado. Esta regla no exime a los sistemas de TOS que normalmente reciben entregas de más de 25 galones de los requisitos de derrame y sobrellenado.

## **9. REQUISITOS OPERATIVOS ADICIONALES PARA LOS SISTEMAS DE TOS QUE ALMACENAN PRODUCTOS**

Los requisitos que se exponen a continuación se aplican a los sistemas de TOS que almacenan más de 2,5 centímetros (una pulgada) de residuos.

### **a. DERRAME Y SOBRELLENADO**

El equipo de prevención de derrame y sobrellenado es obligatorio y debe cumplir todos los

---

<sup>12</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.07(1)(a)

<sup>13</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(3)(b)3.

<sup>14</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(3)(b)2.

<sup>15</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.07(1)(a)

<sup>16</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(3)(b)6.

requisitos expuestos en el Capítulo técnico 4.2.<sup>17</sup> Cada 30 días (Excepción: el equipo de prevención de derrame de los sistemas de UST que reciben entregas a intervalos superiores a cada 30 días puede comprobarse antes de cada entrega).<sup>18</sup> Deberán cumplirse todos los demás requisitos en materia de pruebas e inspecciones, incluidas las pruebas trienales de integridad del cubo de derrames y las inspecciones anuales del equipo de prevención de sobrellenado.<sup>19</sup>

Las pruebas de integridad del cubo de derrames no son necesarias para los cubos de derrames de doble pared si se monitorean mensualmente con un dispositivo electrónico o mecánico.<sup>20</sup> Consulte el Capítulo técnico 4.2 de Derrames y sobrellenado con respecto a los requisitos del mantenimiento de los registros.

## **b. DETECCIÓN DE FUGAS EN TANQUES Y TUBERÍAS**

La detección de fugas en tanques y tuberías es obligatoria para los sistemas de UST que almacenan producto.<sup>21</sup> Esto incluye el cumplimiento de todos los requisitos de instalación, funcionamiento, pruebas e inspecciones como se establece en la Regla 0400-18-01-.02 y .04. Se requiere la prueba anual de detección de fugas de los componentes electrónicos y mecánicos. Si se está realizando un monitoreo intersticial como método de detección de fugas, aun se requieren pruebas de integridad de la contención. Para más información, consulte también el capítulo técnico de detección de fugas correspondiente.

## **c. REVISIONES TRIMESTRALES DE LOS SURTIDORES**

Los sistemas de TOS que almacenan combustible deben someterse a inspecciones trimestrales de los surtidores.<sup>22</sup> Se abrirá la tapa del surtidor y se realizará una inspección visual para detectar fugas de petróleo, incluidas filtraciones y goteos, al menos cada tres meses. El propietario y/o el operador deberán mantener un registro de estas inspecciones que muestre como mínimo los últimos 12 meses. La Regla 0400-18-01-.07(1)(a) no requiere inspecciones trimestrales de los surtidores de los sistemas de TOS vacíos.

## **d. INSPECCIONES DE RECORRIDO MENSUALES Y ANUALES**

Las inspecciones de recorrido mensuales y anuales deben completarse en el formulario de Inspección de recorrido de las instalaciones mensual/anual (CN-2544) de la División para los sistemas de TOS que almacenan combustible.<sup>23</sup> Puede accederse a los Formularios y Guías de la División en el [sitio web](#).

Complete todas las partes requeridas de las inspecciones de recorrido mensuales; sin embargo, si las entregas se reciben con una frecuencia superior a la mensual, las tareas I.1 a I.4 solamente se requieren antes de la entrega de conformidad con la Regla 0400-18-01-.02(8)(b).

---

<sup>17</sup> Requerido por las Reglas 0400-18-01-.07(1)(a) y 0400-18-01-.02(3)

<sup>18</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(8)(a)1(i)

<sup>19</sup> Requerido por las Reglas 0400-18-01-.07(1)(a) y 0400-18-01-.02(3)

<sup>20</sup> Regla .0400-18-01-.02(3)(c)1.(i)

<sup>21</sup> Requerido por las Reglas 0400-18-01-.07(1)(a), 0400-18-01-.04 y 0400-18-01-.17

<sup>22</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(e) y 0400-18-01-.07(1)(a)

<sup>23</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(8)(a)1 y 0400-18-01-.07(1)(a)



## 10. INFORMES

Se informará a la División en un plazo de setenta y dos (72) horas de las sospechas de fugas o confirmadas resultantes de cualquiera de las siguientes condiciones<sup>24</sup>:

- 1) Presencia inexplicable de agua en el tanque;
- 2) Evidencia de fugas al medioambiente;
- 3) Condiciones de funcionamiento inusuales observadas por los propietarios y/u operadores a menos que:
  - a) Se compruebe que el equipo o el componente del sistema no libera petróleo al medioambiente;
  - b) Todo equipo o componente defectuoso del sistema se reparará o sustituirá inmediatamente;
  - y
  - c) En el caso de los sistemas de contención secundaria, cualquier líquido presente en el espacio intersticial que no se utilice como parte del método de monitoreo intersticial (por ejemplo, salmuera rellena) se elimina inmediatamente.
- 4) Los resultados del monitoreo, incluida la investigación de una alarma, de un método de detección de fugas que indiquen que puede haberse producido una fuga, a menos que<sup>25</sup>:
  - a) Si se detecta que el dispositivo de monitoreo está defectuoso y se repara, recalibra o sustituye inmediatamente y un monitoreo adicional en el plazo de 30 días no confirma el resultado inicial;
  - b) La fuga está contenida en la contención secundaria y se cumplen las condiciones enumeradas en las partes 3b y 3c anteriores;
  - c) La investigación determina que no se ha producido ninguna fuga; o
  - d) Se investigó la alarma y se determinó que no se trataba de una fuga (por ejemplo, de una subida de tensión provocada por el llenado del tanque durante las pruebas de detección de fugas).

---

<sup>24</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.05(1)(a)

<sup>25</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.05(1)(a)3.

## **11. REFERENCIAS**

Tubería flexible OPW FlexWorks (2018)

Guía de Instalación de APT XP (Marzo de 2012)

## **APÉNDICE 1. Requisitos de TOS**

## DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

### Requisitos de TOS para los propietarios y/u operadores

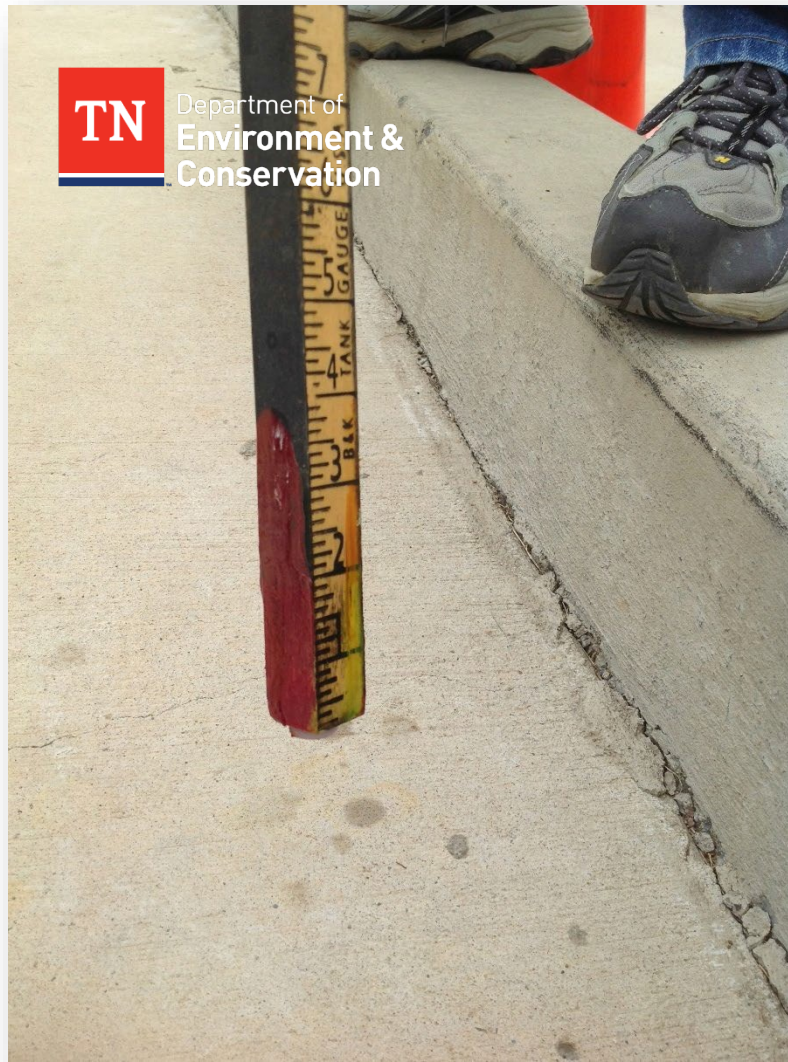
EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD: Este documento es solamente una guía y no afecta a los derechos u obligaciones legales. Las decisiones de la agencia en cualquier caso concreto se realizarán aplicando las leyes y las regulaciones aplicables a los hechos específicos. La mención de nombres o productos comerciales no constituye un respaldo o recomendación de uso.

Para asegurar que las instalaciones sigan cumpliendo con la Regla 0400-18-01-.07(1)(a) al cambiar el estado de un sistema de UST de "Actualmente en uso" (CIU) a "Temporalmente fuera de servicio" (TOS), se deben seguir los pasos siguientes. Para más información, consulte la guía del Sistema de UST, Temporalmente fuera de servicio, Capítulo técnico 2.4:

- I. Presente la *Notificación para Tanques de almacenamiento subterráneo* ([formulario CN-1260](#))<sup>1</sup> en un plazo de 30 días a partir del cambio de estado de cualquier sistema de tanques de TOS;
- II. Asegúrese de que lo(s) operador(es) de A/B están debidamente capacitados y designados en la [solicitud de Ayudante de tanque](#);<sup>2</sup>
- III. Continúe con el pago de las tarifas anuales por tanque (suspendidas desde el 1 de julio de 2021 al 30 de junio de 2026);<sup>3</sup>
- IV. Deje los conductos de ventilación abiertos y en funcionamiento;
- V. Tapar y asegurar todo lo demás, líneas, bombas, bocas de acceso, y equipos auxiliares si el sistema de UST está en TOS por tres o más meses;
- VI. Protección contra la corrosión:
  - a. Los componentes metálicos (tanques, tuberías, conectores flexibles, etc.) en contacto con el suelo y/o el agua deberán protegerse contra la corrosión.
  - b. Si los componentes metálicos están protegidos con un sistema de protección catódica galvánica o de corriente impresa, entonces:
    - i. Continúe con el funcionamiento y mantenimiento del sistema de protección contra la corrosión;
    - ii. Asegúrese de que se suministre electricidad al rectificador de corriente impresa (si corresponde). Si el corte de electricidad es superior a 12 meses, puede ser necesario el cierre permanente de la parte metálica del sistema de tanques;
    - iii. Realice pruebas de protección catódica cada tres (3) años. Si es necesario, repárelo y vuelva a comprobarlo; y
    - iv. Registro completo del rectificador de 60 días para los sistemas de corriente impresa.
  - c. Mantenga todos los registros pertinentes.
  - d. Práctica recomendada: inspeccione periódicamente el surtidor y los sumideros de contención de la parte superior del tanque. Si los componentes metálicos están en contacto con el suelo y/o el agua, asegúrese de que dichos componentes estén protegidos contra la corrosión.
- VII. Los tanques **vacíos** (que almacenan una (1) pulgada o menos de residuos (agua y/o combustible)):
  - a. La detección de fugas en tanques y tuberías **no** es necesaria;
  - b. **No** se requieren pruebas periódicas del equipo de prevención de derrames; del dispositivo de prevención de sobrellenado, de las pruebas de integridad del sumidero de contención ni de los componentes electrónicos y mecánicos de detección de fugas.
  - c. Notifique todas las sospechas de fugas y/o confirmadas en un plazo de 72 horas a partir de su

- detección; y
- d. Investigue inmediatamente todas las sospechas de fugas y/o confirmadas.
  - e. Práctica recomendada:
    - i. Mida periódicamente los tanques para asegurarse que contienen menos de una (1) pulgada de residuos;
    - ii. Inspeccione periódicamente el equipo de prevención de derrames y sobrellenado para asegurarse de que no está dañado. Si está dañado sustitúyalo o repárelo de conformidad con las indicaciones del fabricante y, antes de poner el tanque en uso, realice una prueba posterior a la reparación o sustitución; y
    - iii. Si el sistema de UST se instaló el 24 de julio de 2007 o después, inspeccione periódicamente los sumideros de contención para detectar posibles daños. Si está dañado sustitúyalo o repárelo de conformidad con las indicaciones del fabricante y, antes de poner el tanque en uso, realice a una prueba posterior a la reparación/sustitución.
- VIII. Se necesitan los siguientes ítems para los tanques que **almacenen más de una (1) pulgada** de residuos (agua y/o combustible):
- a. Detección de fugas en tanques y tuberías;<sup>4</sup>
  - b. Inspecciones trimestrales de los surtidores;
  - c. Si el sistema de UST se instaló antes del 13 de octubre de 2018, se realizará la siguiente prueba antes del 13 de octubre de 2021 y cada tres (3) años partir de entonces:
    - i. Se requieren pruebas de integridad de la contención secundaria para los lugares que realizan el monitoreo intersticial para la detección de fugas.<sup>5</sup>
    - ii. Se requiere la prueba anual de detección de fugas de los componentes electrónicos y mecánicos.
    - iii. Si los ítems i. y ii. anteriores no aprueban las pruebas requeridas, será necesario repararlos o sustituirlos. Se deben realizar pruebas de seguimiento después de la reparación/sustitución.<sup>6</sup>
  - d. Si el sistema de UST se instaló el 13 de octubre de 2018 o después, se requieren las pruebas enumeradas en la parte c. de esta sección en el momento de la instalación y cada tres (3) años a partir de entonces;
  - e. Todos los cubos de derrames y dispositivos de prevención de sobrellenado defectuosos y/o dañados se repararán, si lo permite el fabricante, o se sustituirán. Antes de volver a poner en servicio el sistema de tanques, es necesario realizar pruebas posteriores a la reparación/sustitución;
  - f. Notifique todas las sospechas de fugas y/o confirmadas en un plazo de 72 horas a partir de su detección; y
  - g. Investigue inmediatamente todas las sospechas de fugas y/o confirmadas.
- IX. Vuelva a poner en servicio el sistema del tanque
- a. Presente la *Notificación para Tanques de almacenamiento subterráneo* (formulario CN-1260)<sup>1</sup> en un plazo de 30 días a partir del cambio de estado de cualquier sistema de UST de *TOS a CIU*;
  - b. Los ítems enumerados en la Sección VIII son obligatorios para los sistemas de tanques CIU; y
  - c. Asegúrese de que todas las pruebas aplicables estén completas y actualizadas cuando el sistema de UST vuelva a ponerse en servicio.
- Si tiene más preguntas, contáctese con su oficina local del medioambiente. La información de contacto está disponible en: <https://www.tn.gov/environment/contacts/about-field-offices.html>

- 
- <sup>1</sup> Los formularios de la División están disponibles en: <https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/forms-guidance.html>
- <sup>2</sup> La designación y capacitación operativa de la División está disponible en: <https://tdec.tn.gov/tankhelper>
- <sup>2</sup> La designación y capacitación operativa de la División está disponible en: <https://tdec.tn.gov/tankhelper>
- <sup>4</sup> Regla 0400-18-01-.10(3)(c) y (d).
- <sup>4</sup> Si se utiliza una medición automática de tanques para la detección de fugas de tanques, asegúrese de que queda la cantidad mínima del producto en el tanque para obtener resultados válidos. Las tuberías consideradas de “succión segura” no requieren detección de fugas.
- <sup>6</sup> Los sumideros de contención de doble pared y contruidos de forma que las paredes interiores y exteriores estén monitoreadas constantemente con sensores intersticiales que utilizan solución de salmuera o los vacíos no necesitan pruebas si los registros de los sensores no indican que el intersticio del sumidero esté comprometido. Los registros del monitoreo de los sensores se conservarán durante un (1) año.
- <sup>6</sup> Los sumideros de contención de doble pared y contruidos de forma que las paredes interiores y exteriores estén monitoreadas constantemente con sensores intersticiales que utilizan solución de salmuera o los vacíos no necesitan pruebas si los registros de los sensores no indican que el intersticio del sumidero esté comprometido. Los registros del monitoreo de los sensores se conservarán durante un (1) año.
- <sup>7</sup> Regla 0400-18-01-.04(1)(a)



# **Medición manual de tanques**

## **Manual de inspección estandarizada**

### **Capítulo técnico 3.1**

**Departamento de Medioambiente y Conservación de Tennessee**

**División de tanques de almacenamiento subterráneo**

**Reglas vigentes a partir del 13 de octubre de 2018**

**Última edición del documento: 17 de junio de 2021**

Esta página se dejó en blanco intencionalmente



## Índice

1.	EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD.....	1
2.	PROPÓSITO.....	1
3.	AUTORIDAD.....	1
4.	APLICABILIDAD.....	1
5.	INTRODUCCIÓN.....	2
6.	REQUISITOS.....	2
7.	PRUEBAS SEMANALES Y MENSUALES.....	2
8.	CONSERVACIÓN DE REGISTROS.....	3
9.	INFORMES.....	3
	REFERENCIAS.....	4
	APÉNDICE 1: Tabla 1: Criterios de prueba.....	5
	APÉNDICE 2: Informe mensual de Medición manual de tanques.....	6



**ESTADO DE TENNESSEE**  
**DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN**  
**DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO**

**CAPÍTULO TÉCNICO 3.1**  
**MEDICIÓN MANUAL DE TANQUES**

**1. EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Este documento es solamente una guía y no afecta a los derechos u obligaciones legales. Las decisiones de la agencia en cualquier caso concreto se realizarán aplicando las leyes y las regulaciones aplicables a los hechos específicos. La mención de nombres o productos comerciales no constituye un respaldo o recomendación de uso.

**2. PROPÓSITO**

El propósito de este capítulo técnico es ayudar al personal (División) de la División de tanques de almacenamiento subterráneo y a la comunidad regulada a comprender los requisitos reglamentarios para realizar la medición manual de tanques y proporcionar una guía sobre las prácticas aceptables para la detección de fugas utilizando este método de conformidad con las regulaciones de Tanques de almacenamiento subterráneo (UST).

Este capítulo técnico contiene la política actual de la División basada en los estatutos y reglamentos que rigen el programa de Tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo de Tennessee. Este documento sustituye a todas las versiones publicadas anteriormente. La versión más actualizada de este documento de guía se publicará y estará disponible en el sitio web de la División.

**3. AUTORIDAD**

Todas las reglas consultadas en este capítulo técnico se encuentran en el Capítulo 0400-18-01 y están disponibles en el sitio web de la División de tanques de almacenamiento subterráneo en <https://publications.tnsosfiles.com/rules/0400/0400-18/0400-18-01.20181013.pdf>.

**4. APLICABILIDAD**

Este método de detección de fugas solamente puede utilizarse en tanques que cumplan una de las siguientes categorías:

- Tanques de 550 galones o menos,
- Tanques de 551 a 1000 galones que cumplan los diámetros específicos de los tanque (indicados en la Tabla 1), y
- Tanques de 551 a 1000 galones que cumplan los diámetros específicos de los tanques de 1001-2000 galones. Los tanques de la tercera categoría también deben realizar una prueba de estanqueidad\* al menos cada cinco años.

**No cualquier tanque instalado a partir del 24 de julio de 2007 podrá utilizar la medición**

**manual de tanques, ya que se requiere el monitoreo intersticial para esos sistemas de tanques.**

\*Para los requisitos específicos relativos a las pruebas de estanqueidad de los tanques, consulte el Capítulo técnico 3.7 de "Pruebas de estanqueidad de los tanques".

## 5. INTRODUCCIÓN

La medición manual de tanques es un método de detección de fugas fácil y económica para tanques de volumen pequeño. Se mide el nivel de líquido en un tanque al principio y al término de un período de tiempo establecido. Cualquier cambio en el nivel de líquido se utiliza para calcular el cambio de volumen, que se compara con los estándares establecidos para determinar si las diferencias en las mediciones son lo suficientemente significativas como para sospechar que ha habido o no una fuga.

## 6. REQUISITOS

La medición manual de tanques deberá cumplir los siguientes requisitos de conformidad con la Regla .04(3)(a)2:

- Las mediciones del nivel de líquido del tanque se realizan al principio y al final de un período de al menos treinta y seis (36) horas durante el cual no se añade ni se retira líquido del depósito (para determinar el período de tiempo para su tanque en particular, consulte la Tabla 1);
- Las mediciones del nivel de líquido del tanque se basan en un promedio de dos (2) lecturas consecutivas de la varilla obtenidas al principio y dos (2) lecturas consecutivas de la varilla obtenidas al final del período requerido;
- El equipo utilizado puede medir el nivel de petróleo en todo el rango de altura del tanque con una precisión de un octavo de pulgada;
- Los niveles de petróleo se miden y registran con una precisión mínima de un octavo de pulgada;
- Se sospecha que se ha producido una fuga y deberá notificarse si la variación entre las mediciones iniciales y finales superan los estándares semanales o mensuales que aparecen en la Tabla 1; y
- La medición manual de tanques debe realizarse semanalmente para una duración de prueba establecida de un mínimo de 36 horas. La duración de la prueba puede ser mayor si no se realizan pruebas de estanqueidad periódicas y el diámetro del tanque requiere una prueba más larga. Se deben realizar pruebas semanales y pruebas mensuales y conciliarlas con un estándar establecido para determinar el estado del tanque. Los estándares semanales y mensuales pueden variar en función de la capacidad y/o el diámetro del tanque (consulte la Tabla 1 del Apéndice 1).



Se mide el nivel de líquido en un tanque al principio y al término de un período de tiempo establecido.

## 7. PRUEBAS SEMANALES Y MENSUALES

Las pruebas semanales se calculan determinando el cambio neto (en galones) entre el principio y el final del período de prueba. Cada medición del nivel de producto debe ser una media de dos (2) mediciones consecutivas. Durante toda la actividad de medición manual de tanques no se podrá introducir ni extraer producto del tanque. Las dos lecturas de la varilla al principio y al final del período de prueba se registrarán en el formulario CN-1367, el Informe mensual de Medición manual de

tanques.

Todos los equipos de medición del nivel de líquido deben ser capaces de medir el producto almacenado en todo el rango de altura del tanque con una precisión de un octavo de pulgada. Se utiliza una varilla de medición para medir el nivel del producto, debe estar graduada en incrementos de un octavo y toda la longitud debe ser legible. Para convertir las pulgadas de petróleo medidas en galones, debe utilizarse una tabla de calibración para el tanque.

Una vez finalizada la prueba semanal, el cambio neto (positivo o negativo) del nivel del producto debe compararse con el estándar semanal al que se hace referencia en la Tabla 1. Al final de cada mes deben calcularse los resultados de las cuatro pruebas semanales. Preste especial atención a los números positivos y negativos para obtener el total. Por ejemplo: +5 y +3 y -2 y -2 deberían ser igual a +4. Si la suma de la medida semanal o mensual de las pruebas supera el estándar mensual o semanal (consulte la Tabla 1), deberá notificarse a la División en un plazo de 72 horas acerca de la sospecha de fuga, de conformidad con la Regla .05(1)(a).

## 8. CONSERVACIÓN DE REGISTROS

Se conservarán los registros de las mediciones manuales de los tanques de los últimos doce meses, de conformidad con las Reglas .03(2)(b)11 y .04(5) y se registrarán en el formulario CN-1367, Informe mensual de Medición manual de tanques. Si procede, los resultados de la prueba de estanqueidad del tanque más reciente deberán conservarse hasta que se realice la siguiente prueba. Los registros deben conservarse en el lugar o en una ubicación alternativa de fácil acceso y estar inmediatamente disponibles para ser inspeccionados por la División, de conformidad con la Regla .03(2)(c). Si el propietario del tanque cambia, los registros de detección de fugas y/o de pruebas de estanqueidad del tanque deberán transferirse al nuevo propietario en el momento del traspaso de la propiedad, de conformidad con la Regla .03(2)(d).

## 9. INFORMES

Si los resultados de las pruebas de medición manual de tanques (**semanales o mensuales**) indican que el sistema de tanques puede haber sufrido una fuga, el propietario y/o el operador deberán notificarlo a la División en un plazo de 72 horas e iniciar la investigación de la fuga y las medidas de confirmación de conformidad con las Reglas .04(3)(a)2.(v), .04(3)(b)4. y .05(1)(a)3. Si se determina que el dispositivo de monitoreo está defectuoso (es decir, si una varilla de medición se rompe o se utiliza un MAT para registrar las mediciones y se determina que está defectuoso) y no se notifica a la División una sospecha de fuga, deberá conservarse la documentación que demuestre que el dispositivo estaba defectuoso. **La documentación** que justifique por qué no se informó una sospecha de fuga debido a un dispositivo defectuoso debe conservarse y proporcionarse a la División si así lo solicita.

Si no se ha determinado que el dispositivo de monitoreo está defectuoso, inicie la investigación y confirmación de fuga de conformidad con la Regla .05(3). Si los resultados de cualquier prueba de estanqueidad indican que el tanque y/o las líneas pueden haber tenido una fuga de petróleo, entonces debe notificarse a la División dentro de las 72 horas de la confirmación de una fuga de acuerdo con las Reglas .04(3)(b)4. y .05(1)(a)3. Los propietarios y/u operadores deben tomar medidas inmediatas para evitar que continúe la fuga de petróleo al medioambiente y tomar medidas inmediatas para identificar y mitigar los riesgos de incendio, explosión y vapores peligrosos. Los propietarios y/u operadores deben reparar o sustituir el tanque y/o las tuberías e iniciar las acciones correctivas, si los resultados de las pruebas del sistema, el tanque o las tuberías de suministro indican que existe una fuga, de conformidad con la Regla .06(3).

## **REFERENCIAS**

Reglamento del Programa de tanques de almacenamiento subterráneo de Tennessee, Capítulo técnico 0400-18-01 y siguientes.

Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, Oficina de Tanques de almacenamiento subterráneo

**APÉNDICE 1: Tabla 1: Criterios de prueba**

<b>TAMAÑO DEL TANQUE</b>	<b>DURACIÓN MÍNIMA DE LA PRUEBA</b>	<b>ESTÁNDAR SEMANAL (Una prueba)</b>	<b>ESTÁNDAR MENSUAL (Promedio de 4 pruebas)</b>
Hasta 550 galones	36 horas	10 galones	5 galones
551-1000 galones <b>(64 pulg. de diámetro)</b>	44 horas	9 galones	4 galones
551-1000 galones <b>(48 pulg. de diámetro)</b>	58 horas	12 galones	6 galones
551-1000 galones	36 horas	13 galones	7 galones
1001-2000 galones**	36 horas	26 galones	13 galones

\* Para todos los tanques con una capacidad de **551 a 1000 galones** que no puedan cumplir los requisitos de duración de la prueba de más de 36 horas, deberá realizarse una prueba de estanqueidad del tanque al menos cada cinco años.

\*\* Debe combinarse con pruebas de estanqueidad de los tanques al menos cada cinco años.

## APÉNDICE 2: Informe mensual de Medición manual de tanques



ESTADO DE TENNESSEE  
 DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN  
 DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO  
 William R. Snodgrass Tennessee Tower  
 312 Rosa L. Parks Avenue, 12<sup>th</sup> Floor  
 Nashville, TN 37243-1541 (615) 532-0945

### INFORME MENSUAL DE MEDICIÓN MANUAL DE TANQUES

Todas las secciones correspondientes de este informe deben completarse de forma legible en su totalidad, documentándose todos los resultados de la medición manual de tanques. **Este método no puede utilizarse para tanques con capacidad mayor a 2000 galones. Ningún tanque, independientemente de su capacidad, instalado a partir del 24 de julio de 2007 podrá utilizar este método de detección de fugas.**

- Complete las Secciones I a VI para todos los tanques monitoreados.
- Complete el Formulario de Prueba de estanqueidad del tanque cuando realice la prueba de estanqueidad del tanque requerida (obligatoria cada cinco años).
- El propietario/operador del sistema de tanques de almacenamiento subterráneo (UST) debe conservar una copia de este informe de cada mes durante un período de 12 meses.
- Compare las lecturas semanales y la media mensual de las cuatro lecturas semanales con los estándares indicados en la tabla siguiente. Si el cambio calculado supera el estándar semanal, es posible que el tanque tenga fugas. Asimismo, la media mensual de los resultados de las cuatro pruebas semanales debe compararse con el estándar mensual del mismo modo. Si se superaron los estándares semanales o mensuales, es posible que el tanque tenga fugas. Contáctese con su oficina ambiental local para informar de la sospecha de fuga en un plazo de setenta y dos (72) horas e inicie las medidas de respuesta a la fuga.

Tamaño del tanque	Duración mínima de la prueba	Estándar semanal (1 prueba)	Estándar mensual (Promedio de 4 pruebas)
Hasta 550 galones	36 horas	10 galones	5 galones
551-1000 galones (cuando el diámetro del tanque es 64")	44 horas	9 galones	4 galones
551-1000 galones (cuando el diámetro del tanque es 48")	58 horas	12 galones	6 galones
551-1000 galones (también requiere pruebas periódicas de estanqueidad de los tanques)	36 horas	13 galones	7 galones
1001-2000 galones (también requiere pruebas periódicas de estanqueidad de los tanques)	36 horas	26 galones	13 galones

I. INSTALACIÓN DEL UST		II. PROPIETARIO DEL UST	
N.º de ID de la instalación del UST:		Nombre de la empresa:	
Nombre de la instalación:		Dirección:	
Dirección:		Ciudad, Estado, Código postal:	
Ciudad:	Condado:	Teléfono:	

### III. INFORMACIÓN DE LA PRUEBA

**Deberá completarse un ejemplar adicional de este informe por cada tanque que cumpla con los requisitos del método.**

Número de tanque	Mes/Año			
	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4
<b>Inicio de prueba</b>	Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:
	Hora:	Hora:	Hora:	Hora:
Primera lectura inicial de la varilla				
Segunda lectura inicial de la varilla				
Promedio lectura inicial de la varilla				
Galones iniciales (convertir pulgadas a galones) [a]				







# Medición automática de tanques

## Manual de inspección estandarizada

### Capítulo técnico 3.2

Departamento de Medioambiente y Conservación de Tennessee

División de tanques de almacenamiento subterráneo

Reglas vigentes a partir del 13 de octubre de 2018

Última edición del documento: 17 de junio de 2022

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

## Índice

1.	PROPÓSITO .....	1
2.	AUTORIDAD .....	1
3.	APLICABILIDAD .....	1
4.	INTRODUCCIÓN .....	2
5.	DEFINICIONES:.....	4
6.	COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN AUTOMÁTICA DE TANQUES .....	5
a.	Magnetostriectivo .....	5
b.	Capacitancia .....	5
c.	Ultrasonidos .....	5
d.	Medición de masa .....	6
7.	TIPOS DE MÉTODOS DE MONITOREO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN AUTOMÁTICA DE TANQUES .....	6
a.	Estático .....	6
b.	Continuo .....	6
1.	Medición automática de tanques continua .....	6
2.	Sistema de detección continua de fugas en el tanque (Conciliación continua).....	7
8.	REQUISITOS .....	7
a.	REQUISITOS PARA EL CAMBIO DE REGLAS EN 2018 .....	8
9.	EJEMPLOS DE CONSOLAS DE MEDICIÓN AUTOMÁTICA DE TANQUES .....	9
10.	PROBLEMAS COMUNES ASOCIADOS A LOS SISTEMAS DE MAT .....	11
a.	Sistemas de UST de 24 horas.....	11
b.	Alarmas no investigadas correctamente.....	11
c.	Informes mensuales de pruebas de fugas no actualizados .....	12
d.	Propietario/operador del tanque no está familiarizado con el funcionamiento del MAT .....	12
e.	Volumen de combustible del tanque demasiado bajo para una prueba de fugas válida.....	12
f.	MAT no programado correctamente .....	12
g.	Evaluación por terceros de sistemas de tanques de gran capacidad o múltiples.....	13
h.	Sistema de MAT no inspeccionado con regularidad.....	13
i.	Umbral de fuga estática del MAT configurado incorrectamente.....	13
j.	MAT utilizado para pruebas de estanqueidad de tanques.....	13
k.	Sondas con combustibles mezclados con etanol.....	13
l.	Presentación de registros inexactos .....	13
11.	RAZONES POR LAS QUE FALLAN LAS PRUEBAS DE FUGAS DE TANQUES .....	14
a.	Ha ocurrido una fuga. ....	14

b.	Inestabilidad de la temperatura tras la entrega del producto .....	14
c.	Precisión del Cuadro de tanques del MAT: precisión del perfil de 1 punto para tanques FRP (mínimo de 4 puntos exigido por Veeder-Root).....	14
d.	Grandes cambios en la temperatura del producto desde el principio hasta el final de la prueba. ....	14
e.	Cambios en el nivel del agua desde el inicio hasta el final de la prueba.....	14
f.	Deformación/deflexión del tanque.....	14
g.	Interferencia del tanque.....	14
h.	Se está surtiendo producto durante una prueba de fugas. ....	14
i.	Fallo del equipo.....	14
12.	CONSERVACIÓN DE REGISTROS.....	14
13.	TIPOS DE INFORMES.....	15
a.	Inventario en el tanque.....	15
b.	Prueba estática de fugas (0,2 o 0,1 gph).....	16
c.	Prueba de fugas continua (DECF o DECAF).....	17
d.	Antecedentes de pruebas de fugas de tanques.....	18
e.	Configuración en el tanque.....	19
f.	Antecedentes de alarmas en el tanque.....	20
g.	Antecedentes de alarmas de los sensores.....	21
14.	INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE CONFIGURACIÓN QUE DEBE REVISARSE EN EL LUGAR .....	21
15.	CONFIGURACIÓN DEL VEEDER-ROOT TLS-3XX: .....	22
16.	CONFIGURACIÓN DEL INCON TANK SENTINEL: .....	24
17.	INFORMES.....	28
	REFERENCIAS .....	29
	APÉNDICES.....	30
	APÉNDICE 1: Tabla de referencia rápida de detección de fugas del MAT.....	31
	APÉNDICE 2: Procedimiento de la prueba de funcionamiento del medidor automático de tanques .....	32



**ESTADO DE TENNESSEE**  
**DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN DIVISIÓN DE TANQUES DE**  
**ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO**

**CAPÍTULO TÉCNICO 3.2 MEDICIÓN AUTOMÁTICA DE TANQUES**

**1. PROPÓSITO**

El propósito de este capítulo técnico es ayudar al personal de la División de tanques de almacenamiento subterráneo (División) a comprender los requisitos reglamentarios para el funcionamiento, las características, la detección de fugas y los requisitos de mantenimiento de registros para los sistemas de tanques de almacenamiento (UST) que utilizan la Medición automática de tanques (MAT) para la detección de fugas.

Este capítulo técnico contiene la política actual de la División basada en los estatutos y reglamentos que rigen el programa de Tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo de Tennessee.

**2. AUTORIDAD**

Todas las reglas consultadas en este capítulo técnico se encuentran en el Capítulo 0400-18-01 y están disponibles en el sitio web de la División de tanques de almacenamiento subterráneo en <https://publications.tnsosfiles.com/rules/0400/0400-18/0400-18.htm>.

**3. APLICABILIDAD**

Este documento proporciona conocimientos técnicos y específicos de la industria con respecto a los requisitos de funcionamiento, mantenimiento y detección de fugas para los sistemas de UST equipados con sistemas de MAT. El documento también ofrece prácticas recomendadas para la inspección, un análisis de los problemas comunes asociados a los sistemas de MAT y un análisis de los tipos más comunes de sistemas de MAT utilizados en las instalaciones de UST.

Cada sistema de MAT debe ser evaluado por un tercero y posteriormente incluido en la lista del Grupo nacional de trabajo sobre evaluaciones de detección de fugas (NWGLDE).<sup>1</sup> Todos los sistemas de MAT deben estar certificados por terceros para detectar fugas a 0,2 gph mensualmente<sup>2</sup>, con una probabilidad de detección del 95 %, con una probabilidad de falsa alarma no superior al 5 %, en conformidad con la Regla .04(1)(a)4. La lista de evaluaciones del NWGLDE puede consultarse en [www.nwglde.org](http://www.nwglde.org).

---

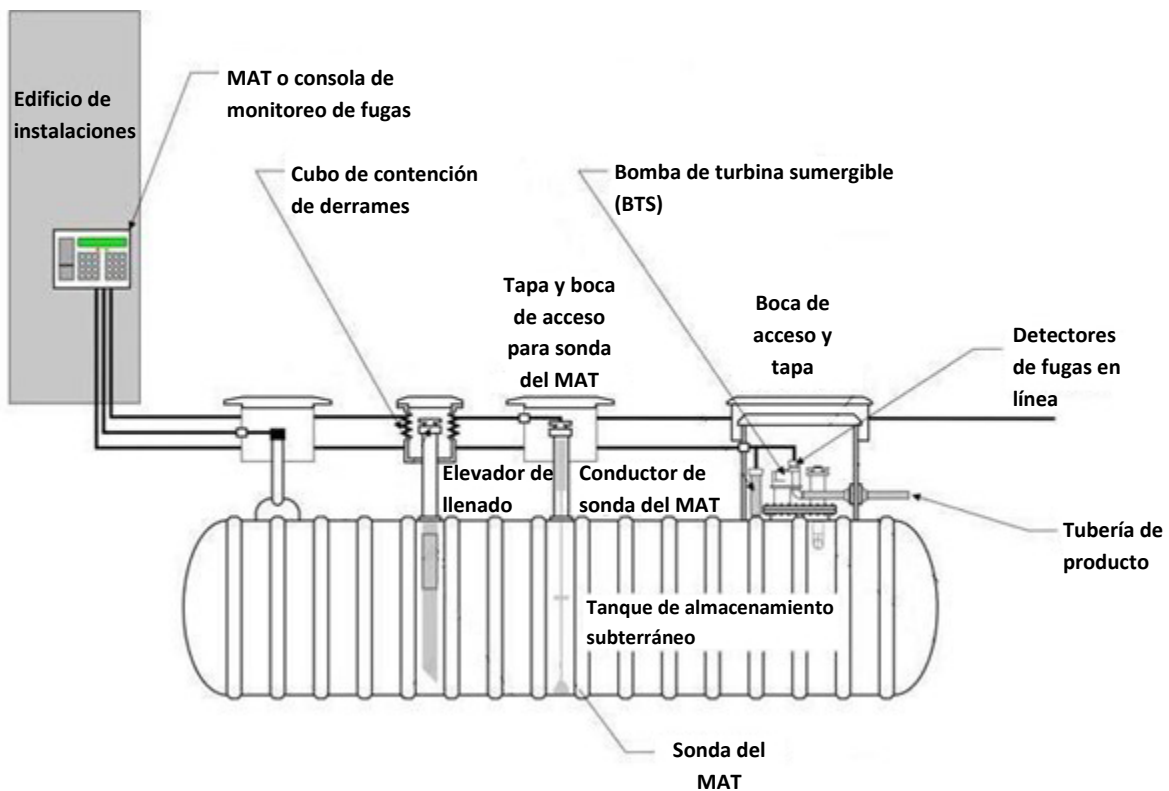
<sup>1</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01.04(1)(a)5

<sup>2</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01.04(3)(c)1

#### 4. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de MAT fueron desarrollados originalmente por fabricantes de sistemas de tanques de petróleo como un método para determinar la cantidad de combustible de un tanque sin necesidad de utilizar una varilla de medición. Las primeras versiones de los MAT eran básicamente varillas de medición que el operador de una instalación podía utilizar para determinar la cantidad de combustible presente en un sistema de UST. Estas lecturas se utilizaron para llevar a cabo el control del inventario mensual y no se realizaban pruebas de fugas adicionales. A medida que la tecnología avanzaba, se fueron incorporando funciones adicionales al dispositivo. Las mediciones del nivel de agua, la temperatura del producto, las alarmas de fuga y, finalmente, la detección de fugas en el tanque fue desarrollada e incluida por la Agencia de Protección Ambiental (EPA) para su uso como método de detección de fugas.

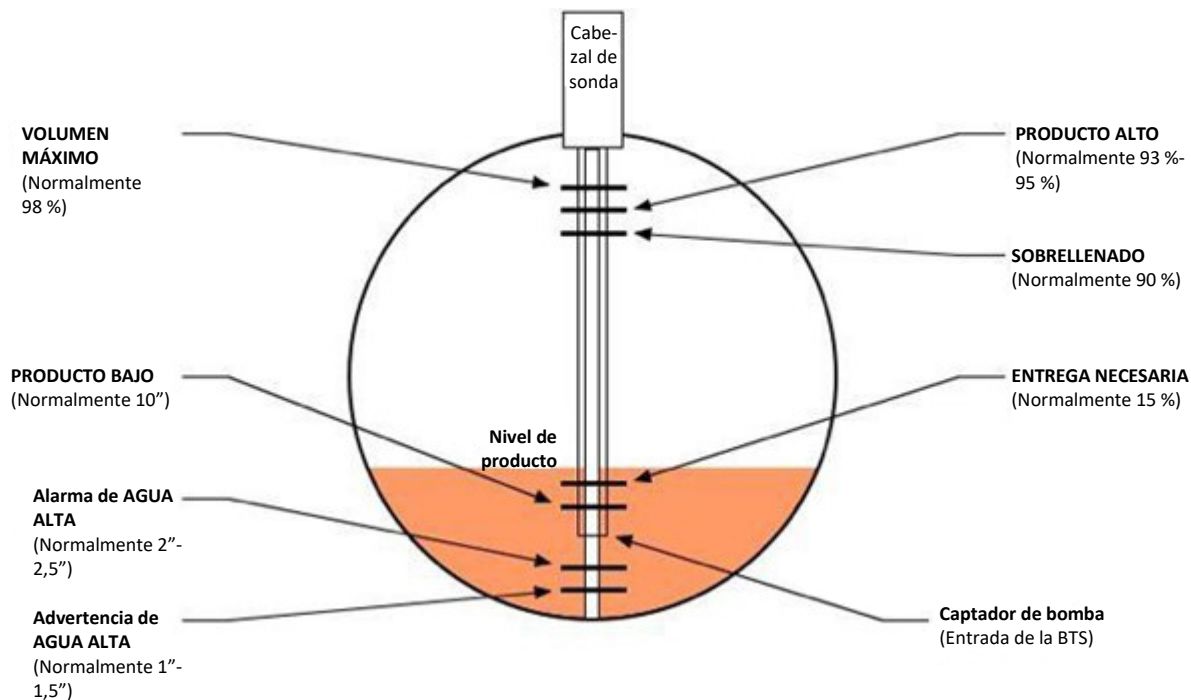
Hoy en día hay numerosos fabricantes que producen sistemas de MAT, cada uno con sus propias características y ventajas. A medida que la tecnología ha ido avanzando en la industria petrolera, la mayoría de las instalaciones de UST modernas están equipadas ahora con un MAT que puede medir los niveles de líquido con una precisión de 1/1000 de una pulgada.



Los sistemas de MAT constan de un mecanismo de sonda instalado en el tanque que registra información como el nivel y la temperatura del producto y un panel de control dentro de la instalación. El panel de control es esencialmente una computadora que se comunica con las sondas de uno o varios tanques, así como con cualquier sensor conectado a él. La consola del MAT recoge, interpreta y analiza la información de las sondas. La información de la consola de MAT se comunica con el operador a través de una impresora en el lugar o remota, alarmas sonoras/visuales o un monitor de visualización. La mayoría de los sistemas de MAT pueden medir lo siguiente:

- **Volumen bruto:** el volumen del producto en el tanque basado en la profundidad y el factor de conversión de profundidad a volumen del tanque.
- **Temperatura del producto:** la temperatura media del producto en el tanque.
- **Volumen neto:** volumen del producto compensado por la temperatura (calculado a 60 grados Fahrenheit).
- **Nivel de agua:** la cantidad de agua del tanque en pulgadas/galones.
- **Nivel de producto:** cantidad de producto en el tanque en pulgadas/galones.
- **Merma:** la capacidad del tanque menos el volumen bruto de producto o espacio vacío por encima del nivel de producto (normalmente expresado en galones).
- **Volumen neto de producto suministrado:** cálculo automático del volumen de suministro basado en las mediciones del nivel y la temperatura del producto antes y después. Este volumen es la temperatura compensada a 60 grados Fahrenheit de producto entregado.
- **Resultado de prueba de fugas:** los resultados de las pruebas de fugas más recientes y de las anteriores. El resultado de una prueba de fugas puede ser APROBADO, NO APROBADO, NO VÁLIDO, AUMENTO o PRUEBA ABORTADA, etc. Algunos sistemas de MAT pueden incluir el término SLOPE, que equivale al índice de fuga calculado.

Los sistemas de MAT pueden programarse para enviar alarmas sonoras/visuales cuando se dan diversas condiciones. La mayoría de los modelos incluyen las siguientes alarmas:



Es importante mencionar que el dibujo anterior que muestra una advertencia de agua alta a 1"-1,5" es para combustibles sin contenido de alcohol. De acuerdo con las Regulaciones de calidad del queroseno y combustible de motor de Tennessee: "...no se permite la acumulación de una cantidad de agua mayor a 6 milímetros (1/4 de pulgada), determinada por una pasta de detección apropiada, en ningún tanque utilizado para el almacenamiento de mezclas de gasolina y alcohol, biodiésel, mezclas de biodiésel, combustible etanol-

*flex, gasolina de aviación y combustible de turbina de aviación<sup>3</sup>".*

En 2015, la EPA modificó las regulaciones federales sobre tanques de almacenamiento subterráneo para exigir la revisión y el mantenimiento rutinarios de los componentes del MAT. La implementación de estas reglas por parte de Tennessee para los nuevos sistemas de tanques comenzó el 13 de octubre de 2018. Sin embargo, dado que el monitoreo intersticial es obligatorio como método principal de detección de fugas para todos los sistemas de UST instalados después del 2 de julio de 2007<sup>4</sup>, a estos sistemas ya no se les permite el monitoreo de fugas dentro del tanque utilizando los dispositivos descritos en este capítulo.

## 5. DEFINICIONES:

**Sistema de detección continua de fugas en el tanque (SDCFT):** acrónimo utilizado por Warren Rogers Associates para SDCFT, que es un método de detección de fugas aprobado por un tercero que utiliza un MAT para recopilar múltiples puntos de datos para la detección de fugas en el interior del tanque en instalaciones de alto rendimiento. La ventaja de utilizar el SDCFT es que los sistemas de tanques no tienen que ponerse fuera de servicio cada mes para realizar una prueba estática.

Para información más detallada sobre este método, consulte el Capítulo técnico 3.3 de Conciliación estadística de inventarios.

**Detección estadística continua de fugas (DECF):** otro término que también se utiliza para referirse a los sistemas de MAT continuos.

**Tasa de fuga:** un número positivo expresado en galones por hora (gph) medido por el dispositivo de prueba que indica la cantidad de producto que puede estar saliendo del sistema del tanque. Un número negativo puede indicar que se ha añadido algo al tanque (suministro) o puede deberse a un efecto térmico debido a la expansión del producto.

**Umbral de fuga:** el índice de fuga medido a partir del cual un sistema de MAT determina que el tanque tiene fugas. El umbral de fuga siempre será menor o igual al requisito de la tasa de fuga para el sistema de MAT. Para los sistemas de MAT típicos, la tasa de fuga se fija en 0,2 gph y el umbral de fuga se fija en el valor de umbral de fuga determinado en la evaluación por terceros.

**Tiempo de silencio:** cantidad de tiempo entre el suministro cuando se recopilan datos continuos de la prueba de fugas.

**Detección estadística continua automática de fugas (DECAF):** otro término utilizado para los sistemas de MAT continuos utilizados por Franklin Fueling (INCON).

**Capacidad del tanque:** el volumen de producto que puede contener un tanque en galones. Las capacidades de los tanques se indican como capacidades "nominales", lo que significa que la capacidad real puede ser mayor o menor debido a las tolerancias permitidas en los procesos de los fabricantes.

**Período de prueba:** la duración de la prueba de fugas determinada por la evaluación por terceros. Esto solamente es aplicable a las pruebas estáticas.

**Merma:** la capacidad del tanque menos el volumen bruto de producto o espacio vacío por encima del nivel de producto (normalmente expresado en galones).

**Tiempo de espera:** cantidad mínima de tiempo después de las entregas de combustible antes de que pueda comenzar una prueba de fuga.

**Merma de 90 %:** nivel de combustible específico del tanque que el sistema de MAT utiliza como umbral objetivo para garantizar que no se produzcan sobrellenos en el tanque. Este nivel se fija en el 90 % de la capacidad total del tanque.

---

<sup>3</sup> Requerido por la Regla 0080-05-12-.04(1)

<sup>4</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.01(1)(c)



## 6. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN AUTOMÁTICA DE TANQUES

- Consola (consulte las fotografías de la página 9)
- Tipos de sondas

Para que estos tipos de sistemas de MAT funcionen correctamente, todas las pruebas de fugas deben realizarse durante un período en el que no se añada ni se retire combustible del tanque.

### a. Magnetostrictivo

Un magnetostrictivo funciona según el principio de que el sonido mantiene una velocidad constante a pesar de las diferencias de temperatura que puedan producirse a lo largo de su recorrido. Cuando se emplea este principio en un sistema de MAT, se instala una tubería vertical en el tanque. Un cable recorre el centro de toda la longitud de la tubería. Alrededor del exterior de la tubería hay un flotador en forma de anillo que contiene un imán potente. El flujo magnético de este imán flotante incide sobre el cable en el nivel de líquido del tanque. Para medir este nivel, se inyecta una onda sonora en el extremo superior del cable y, cuando la sonda sonora alcanza el nivel del flotador magnético, la vibración del cable hace que se genere electricidad en él. Mediante el cálculo repetido del tiempo transcurrido entre el inicio del impulso sonoro y el inicio del impulso eléctrico subsiguiente, se puede determinar el nivel preciso del flotador.

### b. Capacitancia

Ciertos sistemas de MAT utilizan la medición de líquidos de tipo capacitivo como medio para detectar cambios en la profundidad del líquido en un tanque de almacenamiento. Un tubo metálico hueco, con un tubo electrónico más pequeño que pasa por su centro, se instala verticalmente en un tanque de almacenamiento subterráneo. La superficie exterior del tubo interior y la superficie interior del tubo exterior forman las dos placas de un condensador. El espacio entre ellos se convierte entonces en una medida del nivel de líquido en el tanque que se traduce en un instrumento de medición.

Las sondas de capacitancia no funcionan con combustibles mezclados con etanol.<sup>5</sup>

### c. Ultrasonidos

Un sensor detecta los ecos de ondas sonoras reflejados por una interfaz de agua/combustible o combustible/aire para calcular el nivel de líquido en función de la velocidad del sonido en el medio.



<sup>5</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)5

#### **d. Medición de masa**

Las sondas de flotabilidad de masa funcionan según el principio de Arquímedes y miden el peso de una sonda o celda de carga suspendida en el combustible durante el período de prueba. Cualquier cambio en el peso del objeto suspendido puede convertirse en un cambio de volumen y determinar la cantidad de combustible (en galones/pulgadas) que hay en el tanque. Las mediciones del MAT de flotabilidad de masa no se ven afectadas por los cambios de temperatura del producto. Sin embargo, requieren un período de prueba en el que no se añade ni se retira nada del tanque.

### **7. TIPOS DE MÉTODOS DE MONITOREO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN AUTOMÁTICA DE TANQUES**

#### **a. Estático**

Este método se realiza normalmente poniendo el tanque fuera de servicio y poniendo el MAT en modo de prueba al menos una vez al mes.<sup>6</sup> Los MAT pueden programarse para realizar pruebas estáticas en cualquier momento. Si se está realizando una prueba estática y un consumidor intenta comprar combustible, invalidará el resultado de la prueba. El MAT podría interpretarlo como una pérdida repentina. Si no se ha realizado una prueba a final de mes, el propietario de un tanque no dispone de un registro mensual de detección de fugas.<sup>7</sup>(Consulte el Apéndice 1 como guía de referencia del MAT)

#### **b. Continuo**

Estos sistemas pueden utilizar técnicas diferentes; sin embargo, comparten la característica de supervisar los datos de los tanques de forma continua durante días, semanas o meses y luego proporcionar capacidades de detección de fugas a petición una vez que se cumplen los requisitos de datos iniciales. Pueden utilizar muchos ítems, como la altura del producto, la temperatura del producto, la presencia o la profundidad del agua, el gráfico o la geometría del tanque, las lecturas de los medidores, los registros de entregas, etc., recogidos continuamente. La ventaja de utilizar sistemas continuos es que los sistemas de tanques que utilizan este método no tienen que ponerse fuera de servicio cada mes para realizar una prueba estática. Los sistemas continuos utilizan un MAT para recoger mediciones del nivel del producto y emplean tres técnicas diferentes para generar resultados.

Se describen tres técnicas en el Protocolo de evaluación de Sistemas de detección continua de fugas en el tanque, Revisión 1 del 7 de enero de 2000.

##### **1. Medición automática de tanques continua**

Estos sistemas utilizan una sonda del MAT para recoger datos continuamente y los combinan con software para identificar los intervalos de tiempo en los que no hay actividad en el tanque y los datos son lo suficientemente estables para su análisis. A continuación, un algoritmo combina los datos de varios períodos hasta que hay pruebas suficientes para determinar el estado de fuga del tanque. Este tipo de sistema funciona como un MAT, salvo que no requiere que el tanque esté fuera de servicio durante un período determinado de varias horas cada vez que se vaya a realizar una prueba. En su lugar, se utilizan datos de períodos de tiempo estables más cortos y combina los resultados para estimar una tasa de fuga y realizar una prueba. El sistema puede pasar por defecto a una prueba del MAT estándar o de apagado (que requiere que el tanque esté fuera de servicio durante unas horas) a final del mes si no se han obtenido suficientes datos de buena calidad a lo largo del mes.

Los sistemas de MAT continuos pueden utilizar la misma sonda en un tanque que un MAT similar

---

<sup>6</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(3)(c)1(i)

<sup>7</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(3)(c)2.

para recoger mediciones de temperatura y nivel e informar de ellas a través de la consola. Sin embargo, mientras que un MAT requiere un tiempo de espera específico después de una entrega y un período adicional sin operaciones de suministro o entrega mientras realiza una prueba de fugas (un período de parada), el sistema de MAT continuo está diseñado para evitar estas paradas específicas del funcionamiento normal del tanque. Para ello, recopila datos continuamente. El software identifica segmentos de datos estables, los almacena y combina numerosos segmentos para obtener una estimación de la tasa de fugas que se utiliza para determinar si el tanque es hermético o no. En el caso de los tanques de alto rendimiento, puede ser necesario un período de varios días o semanas para que el sistema adquiera datos suficientes para realizar su determinación. Una vez obtenida una base de datos adecuada, puede realizarse una prueba en cualquier momento a petición del operador. La prueba se basa en los datos más actuales disponibles. A medida que se acumulan nuevos datos, se eliminan los más antiguos, de modo que la estimación de la tasa de fugas y la prueba se basan en los datos más actuales. La duración total del período de prueba y la cantidad de datos realmente utilizados en los cálculos variarán en función del patrón de uso del tanque, el tipo de prueba que se realice (por ejemplo, mensual o anual) y la calidad de los datos actuales.

## **2. Sistema de detección continua de fugas en el tanque (Conciliación continua)**

Estos sistemas combinan el monitoreo continuo del nivel de producto y la temperatura desde el tanque con los datos de los medidores de los surtidores. También pueden incluirse datos de los registros de entrega. Además, estos sistemas pueden ocuparse de las fugas o pérdidas inexplicables de producto del buque tanque, de las líneas presurizadas o de una combinación para monitorear el sistema de tanques y líneas. Estos sistemas permiten combinar los datos de monitoreo de un tanque estático y los datos de inventario de un tanque dinámico para monitorear el sistema en busca de fugas.

Los sistemas de conciliación continua están relacionados con los sistemas de conciliación estadística de inventarios (CEI). Sin embargo, mientras que la CEI utiliza registros de inventarios diarios en el análisis estadístico, los sistemas de conciliación continua utilizan datos de inventario mucho más frecuentes. Además, el sistema de conciliación continua puede utilizar los datos iniciales para elaborar un mapa de medidores, identificando los medidores con los tanques de los que extraen productos. Asimismo, el sistema de conciliación continua puede utilizar los datos del primer mes, más o menos, para realizar una calibración del tanque para cada tanque específico, lo que proporciona un análisis más preciso de los datos. Así pues, los sistemas de conciliación continua difieren de los sistemas de CEI en que recogen y utilizan más datos de los registros de los tanques y en que utilizan conciliaciones mucho más frecuentes, además de recoger algunos de los datos automáticamente y permitir también su introducción manual.

## **8. REQUISITOS**

El propietario/operador debe mantener la documentación que demuestre que el sistema de MAT ha realizado al menos una prueba de fugas de 0,2 gph al mes (es decir, cada 30 días) durante los 12 meses anteriores (si el período de prueba no se ha completado para el mes en curso, no es necesario incluir el registro de ese mes). Consulte la Regla .04(3)(c)1. y 2. Además, durante una inspección realizada por el personal de la División, la consola del MAT debe ser accesible y un representante autorizado que esté familiarizado con el funcionamiento del sistema de MAT debe estar presente para generar informes de inventario y configuración si se identifica un problema en el lugar (es decir, nivel de producto por debajo del umbral de prueba). Esto puede requerir una inspección de seguimiento con configuración proporcionada si la consola no pudo ser reprogramada durante la inspección inicial.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.03(2).

La División recomienda que todos los inspectores de UST obtengan una copia del documento de la EPA “Sistemas de medición automática de tanques para la detección de fugas: Manual de referencia para inspectores de tanques de almacenamiento subterráneo”. Este documento ha sido proporcionado a todos los propietarios de tanques por la División en el CD de la Caja de herramientas de cumplimiento anual en Información útil, Publicaciones de la EPA, Sistemas del medidor automático de tanques. El manual también está disponible en la dirección de la EPA en <https://www.epa.gov/ust/automatic-tank-gauging-systems-release-detection-reference-manual-underground-storage-tank>

#### **a. REQUISITOS PARA EL CAMBIO DE REGLAS EN 2018**

El 13 de octubre de 2018, la División de tanques de almacenamiento subterráneo de Tennessee implementó nuevas reglas para mantener la aprobación del programa estatal con la Agencia de Protección Ambiental (EPA). Las normas de la División requieren inspecciones de recorrido de funcionamiento y mantenimiento que deben comenzar a más tardar tres años después de la fecha de entrada en vigor de esta regla o el 13 de octubre de 2021. La Regla .02(8)(a)1.(i)I y (II) requiere inspecciones de recorrido mensuales de los equipos de detección de fugas. Las inspecciones de recorrido deben realizarse en conformidad con un código de prácticas estándar desarrollado por una asociación reconocida a nivel nacional, una práctica reconocida a nivel nacional (PEI) o en un formato establecido por la División.<sup>9</sup> Además, se requieren pruebas anuales de funcionamiento del MAT.<sup>10</sup>

Inspecciones de recorrido mensuales: conservar durante un (1) año.<sup>11</sup> Incluye:

- Registros mensuales: .02(8)(a)1.(i)(II).
- No hay alarmas ni condiciones de funcionamiento inusuales: .02(8)(a)1.(i)(II).

Inspecciones de recorrido anuales: conservar durante un (1) año.<sup>12</sup>

- Solamente si la consola de monitoreo también se utiliza para el monitoreo intersticial; consulte el CT 3.4

Inspecciones anuales de funcionamiento: .04(1)(a)3.; conservar los registros durante tres (3) años: .04(5)(b)2.

- Pruebas de alarma, verificación de la configuración del sistema (configuración del MAT, los niveles del flotador de la sonda coinciden con los de la consola) y prueba de la batería de reserva.<sup>13</sup>
- Sondos del tanque: compruebe que no haya residuos, que los flotadores se mueven libremente (sin corrosión ni residuos), que el eje de la sonda no esté dañado, que las tapas de la sonda estén bien sujetas y selladas, que las juntas y los ojales estén en buen estado y que los cables no estén doblados ni rotos.<sup>14</sup>
- Calificaciones de las personas encargadas del funcionamiento
- Certificación de terceros enumerada por NWGLDE: .04(1)(a)5.

---

<sup>9</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(8)(a)2

<sup>10</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04-.(1)(a)3

<sup>11</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(8)(b)

<sup>12</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(8)(b)

<sup>13</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)3

<sup>14</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)3

## 9. EJEMPLOS DE CONSOLAS DE MEDICIÓN AUTOMÁTICA DE TANQUES



Veeder Root TLS-350



Veeder Root TLS-450



INCON Tank Sentinel (TS-1001)



INCON Tank Sentinel (TS-5000, TS-5)



Omntec OEM 4000



OPW EECO 1500



Red Jacket ST 1400



Pneumercator TMS 3000



Veeder Root TLS 450 Plus



Veeder Root TLS4



Franklin Fueling EVO 200/400  
(sin impresora integrada)



Franklin EVO 550/5000



OPW Intega



OPW I Touch

## 10. PROBLEMAS COMUNES ASOCIADOS A LOS SISTEMAS DE MAT



### a. Sistemas de UST de 24 horas

Las instalaciones de alto rendimiento o no atendidas suelen surtir combustible las 24 horas del día y puede que no sean capaces de completar una prueba de 0,2 gph. Un problema común es que el MAT necesita una cantidad mínima de “tiempo de reposo” en el que no se suministra o dispensa combustible para realizar una prueba válida. Puede que no sea posible obtener una prueba válida en un sistema de UST abierto las 24 horas del día. Si en un período de monitoreo de 30 días hay suficiente tiempo de inactividad, el sistema de MAT debería poder realizar una prueba de fugas válida. Para las instalaciones que no dispongan de un tiempo de reposo adecuado, deberá utilizarse un método alternativo de detección de fugas o pruebas estáticas (consulte el Capítulo 13b, página 17).

### b. Alarmas no investigadas correctamente

Los propietarios y los operadores deben hacer frente a cualquier alarma del sistema de MAT.<sup>15</sup> Durante una inspección de funcionamiento de UST, el personal de la División debe inspeccionar visualmente la consola del MAT para verificar que no haya alarmas activas que no se hayan investigado. Si falta algún registro de detección de fugas o está incompleto, el inspector deberá solicitar una copia del informe de antecedentes de las alarmas del sistema de MAT en el tanque para confirmar que no hay problemas en curso que requieran investigación. Consulte la Regla .03(2). En secciones posteriores de este documento técnico se muestran ejemplos de informes de antecedentes de alarmas de varias consolas del MAT. No investigar correctamente las alarmas de fugas e informar a la División de las sospechas de fugas en un plazo de 72 horas constituye una infracción de las Reglas .03(2)(a)3. y .05(1)(a)3.

<sup>15</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.05(1)(a)3



### **c. Informes mensuales de pruebas de fugas no actualizados**

Aunque una instalación esté equipada con un MAT, esto no garantiza su cumplimiento. Algunos propietarios de tanques confían en la memoria interna de la consola del MAT para almacenar estos registros y los generan a petición con un informe de antecedentes de fugas. Los informes de antecedentes de fugas son aceptables, según las Reglas .03(2)(b)11. y .04(5)(b), pero las fallas de los componentes electrónicos debido a la interrupción del suministro eléctrico, a tormentas o a problemas de hardware hacen que, con frecuencia, los registros almacenados electrónicamente se pierdan de forma permanente. Por lo tanto, la División recomienda que los propietarios/operadores no confíen en los antecedentes de fugas de MAT para mantener los registros mensuales de detección de fugas. Una fuga podría pasar desapercibida si no se revisan los registros mensualmente. Un propietario/operador puede no darse cuenta si el MAT no presenta un registro mensual aprobado.

Además, la División recomienda que se revisen los informes de pruebas de fugas del MAT cuando se generen o impriman. Si el informe de fugas indica una fuga (es decir, prueba fallida, etc.), entonces, de conformidad con las Reglas .03(2)(b)11., .04(3)(c)1.(ii), .04(3)(c)2.(ii) y .05(1)(a)3. el propietario/operador informará a la División de una sospecha de fuga en un plazo de 72 horas. Si se descubre una sospecha de fuga o confirmada, siga la *Guía del personal para el proceso .09(6) vigente*.

### **d. Propietario/operador del tanque no está familiarizado con el funcionamiento del MAT**

Si el operador de la instalación no está familiarizado con las funciones del MAT, puede pasar desapercibida una fuga. Notificar los resultados mensuales de las pruebas de fugas que no se hayan aprobado, en conformidad con las reglas. Reglas .03(2)(b)11., .04(3)(c)1.(ii), .04(3)(c)2.(ii) y .05(1)(a)3. De lo contrario, puede ser objeto de una sanción civil y dar lugar a una mayor deducción del fondo para una fuga. El manual del propietario del MAT debe estar disponible en la instalación. Muchos manuales del MAT pueden descargarse de los sitios web de los fabricantes.

### **e. Volumen de combustible del tanque demasiado bajo para una prueba de fugas válida**

Todas las sondas del MAT deben tener un nivel mínimo de producto en el tanque para realizar una prueba válida en modo de prueba estática.<sup>16</sup> Es posible que algunos sistemas de MAT produzcan resultados de aprobación cuando el nivel de producto en el tanque está por debajo del nivel mínimo de producto para una prueba válida. La División no considera aceptables las pruebas realizadas con niveles de producto insuficientes porque la Regla .04(1)(a)2. requiere que los métodos de detección de fugas sean "instalados, calibrados, operados y mantenidos de conformidad con las indicaciones del fabricante, incluido el mantenimiento rutinario y las comprobaciones de servicio para verificar su operatividad o estado de funcionamiento". Los niveles mínimos de producto se especifican en la lista de NWGLDE y en el manual de referencia del MAT de la EPA. Estos niveles de producto pueden cambiar en función de las reevaluaciones.

### **f. MAT no programado correctamente**

La información específica que puede no estar programada correctamente incluye, entre otros, el diámetro y el volumen del tanque, el material de construcción del tanque, el tipo de producto, el nivel mínimo de prueba del producto, el umbral de detección de fugas, las alarmas de nivel de producto alto/bajo y las alarmas de agua alta. Un técnico calificado debe reprogramar estos parámetros si están incorrectos. Consulte el Capítulo técnico 3.5 de Requisitos para tuberías presurizadas para conocer los parámetros de las tuberías si se utiliza un detector electrónico de fugas en línea. La Regla .04(1)(a)2. requiere que el equipo de detección de fugas sea "instalado, calibrado, operado y mantenido de

---

<sup>16</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)5



conformidad con las indicaciones del fabricante, incluido el mantenimiento rutinario y las comprobaciones de servicio para verificar su operatividad o estado de funcionamiento”.

#### **g. Evaluación por terceros de sistemas de tanques de gran capacidad o múltiples**

Varios sistemas de MAT no han sido evaluados por terceros para sistemas de tanques múltiples. Cada tanque de un sistema de tanques múltiples debe tener una sonda del MAT independiente, a menos que el sistema de MAT también utilice un sistema de detección estadística continua de fugas (DECF o DECAF). La División no aceptará informes de pruebas de fugas de sistemas de MAT que no estén certificados por terceros para el tamaño del tanque que el sistema de MAT está monitoreando, de conformidad con las Reglas .04(1)(a)4, .04(1)(a)5, .04(3)(c)1.(ii), and .04(3)(c)2.(ii).

#### **h. Sistema de MAT no inspeccionado con regularidad**

Los fabricantes recomiendan la inspección y el mantenimiento rutinarios de los equipos para garantizar su correcto funcionamiento y detectar el deterioro de las sondas, el cableado o los flotadores. Los sistemas de MAT deben “mantenerse de acuerdo con las indicaciones del fabricante”, de conformidad con la Regla .04(1)(a)2. Sin embargo, recomendamos pero no exigimos la verificación del mantenimiento periódico rutinario.

#### **i. Umbral de fuga estática del MAT configurado incorrectamente**

El umbral de fuga debe ser igual o menor al valor del umbral de fuga determinado en la evaluación por terceros.<sup>17</sup> Normalmente, este valor es de 0,1 gph, pero puede variar en función del equipo. Cualquier resultado de prueba aprobado con un umbral de fuga mayor al valor publicado es un resultado de prueba no válido y un técnico calificado debe programar el umbral de fuga al valor correcto.

#### **j. MAT utilizado para pruebas de estanqueidad de tanques**

Los MAT no pueden utilizarse para las pruebas de estanqueidad de los tanques porque no tienen en cuenta los niveles de aguas subterráneas, como lo requiere la Regla .04(3)(b)2. y no son capaces de probar el espacio de merma.

#### **k. Sondas con combustibles mezclados con etanol**

Los flotadores de agua tradicionales en los MAT no detectan de forma fiable la intrusión de agua en un tanque que contenga combustibles mezclados con etanol. Esto es un problema porque no avisa al propietario del tanque del aumento del contenido de agua en el combustible. Aunque no es obligatorio, se recomienda a los propietarios de los tanques que los monitoreen al menos una vez al mes con una varilla de medición y una pasta de detección de agua diseñada para su uso con combustibles mezclados con etanol. Existen flotadores que detectan la capa de separación de fases.

#### **l. Presentación de registros inexactos**

Asegúrese de que los registros corresponden a la instalación correcta. La consola del MAT debe ser accesible durante la inspección y un representante autorizado que esté familiarizado con el funcionamiento del sistema de MAT debe estar presente para generar los informes del inventario y la configuración si se identifica un problema en el lugar (es decir, pruebas a nivel de producto por debajo de la certificación de terceros, tamaño inadecuado del tanque de prueba). Esto puede requerir una inspección de seguimiento con la configuración proporcionada si la consola no pudo ser reprogramada durante la inspección inicial según lo requerido por la Regla .03(2).

---

<sup>17</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)5

Si en la presentación solamente se facilitaron los antecedentes de pruebas de fugas del tanque (no las pruebas de fuga mensuales), deberá imprimirse de nuevo el antecedente de pruebas de fuga del tanque durante la inspección en el lugar.

## **11. RAZONES POR LAS QUE FALLAN LAS PRUEBAS DE FUGAS DE TANQUES**

### **a. Ha ocurrido una fuga.**

### **b. Inestabilidad de la temperatura tras la entrega del producto**

Las variaciones de temperatura del producto dentro del tanque después de un suministro de combustible son la fuente más común de interferencias y pruebas de fugas fallidas/falsas alarmas (un falso positivo o falla en la detección de una fuga real). Observe los datos de temperatura por hora en el informe de la prueba de fugas y vuelva a realizar la prueba si la variación de temperatura es mayor a unas décimas de grado. Si la prueba de fugas se está realizando en modo de prueba estática, no comience la prueba de fugas hasta que haya transcurrido un período de tiempo suficiente desde que se haya producido un suministro de combustible. Este período se denomina “tiempo de espera” y se encuentra en el listado del NWGLDE de cada sistema de MAT.

### **c. Precisión del Cuadro de tanques del MAT: precisión del perfil de 1 punto para tanques FRP (mínimo de 4 puntos exigido por Veeder-Root).**

### **d. Grandes cambios en la temperatura del producto desde el principio hasta el final de la prueba.**

Esto podría notificarse como una prueba no válida o como un resultado fallido de la prueba de fugas.

### **e. Cambios en el nivel del agua desde el inicio hasta el final de la prueba.**

### **f. Deformación/deflexión del tanque**

El tanque cambia de forma después de una gran entrega de producto.

### **g. Interferencia del tanque**

Los cambios de nivel de combustible en un tanque provocan un cambio de nivel en un tanque o compartimento adyacente en tanques o compartimentos múltiples.

### **h. Se está surtiendo producto durante una prueba de fugas.**

### **i. Fallo del equipo**

## **12. CONSERVACIÓN DE REGISTROS**

Las Reglas .03(2)(b)11. y .04(5)(b) requiere que los resultados mensuales de las pruebas de fugas de 0,2 gph de los 12 meses anteriores de cada tanque se conserven correctamente y estén disponibles para su revisión por la División. Los registros de las pruebas anuales de funcionamiento se conservarán durante tres años.<sup>18</sup> La División también requiere según la Regla .03(2), que alguien que esté familiarizado con el funcionamiento del sistema de MAT esté presente durante una inspección y sea capaz de generar la siguiente información para su revisión para asegurar que el sistema de MAT está operativo:

---

<sup>18</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(5)(b)2

### 13. TIPOS DE INFORMES

Los siguientes son ejemplos de informes que pueden generarse.

#### a. Inventario en el tanque

<pre> INCON INTELLIGENT CONTROLS INC P.O. BOX 638 SACO ME 040722  08/11/1998          7:26 PM        PRODUCT INVENTORY DETAIL  UNLD REG              11882.3 GAL  TANK 1  GROSS                  7125.3 GAL NET                    7067.0 GAL DAYS SUPPLY            3.7 DAYS ULLAGE                 4150.1 GAL WATER VOLUME          12.7 GAL  UNLD PLUS              5092.7 GAL  TANK 2  GROSS                  2033.3 GAL NET                    2015.9 GAL DAYS SUPPLY            5.3 DAYS ULLAGE                 2804.8 GAL WATER VOLUME           0.0 GAL         </pre>	<pre> INVENTORY REPORT  T 1:BLUE 1 VOLUME = 1245 GALS ULLAGE = 2755 GALS 90% ULLAGE= 2355 GALS TC VOLUME = 1230 GALS HEIGHT = 22.36 INCHES WATER VOL = 0 GALS WATER = 0.00 INCHES TEMP = 76.2 DEG F  T 2:BLUE 2 VOLUME = 1674 GALS ULLAGE = 2326 GALS 90% ULLAGE= 1926 GALS TC VOLUME = 1653 GALS HEIGHT = 27.89 INCHES WATER VOL = 0 GALS WATER = 0.00 INCHES TEMP = 77.2 DEG F         </pre>
Informe de inventario INCON TS-1000	Informe de inventario Veeder Root TLS-350
<p>Durante las inspecciones de los UST debe revisarse un informe de inventario actualizado de cada tanque para determinar la presencia de agua en el tanque e identificar correctamente cada sonda de tanque por nombre y tipo de producto.</p>	

b. Prueba estática de fugas (0,2 o 0,1 gph)

<pre> INCON INTELLIGENT CONTROLS INC P. O. BOX 538 SACO ME 04973 1-800-389-6266  10/18/1997      02:42  LEAK TEST REPORT  FLBS Z      5014.3 GAL PLUS  LEAK TEST      0.100 G/H LEAK THRESHOLD 0.050 G/H CONFIDENCE LEVEL 99.0% TEST STARTED   21:45 TEST STARTED   10/17/1997 GROSS CAPACITY 56.12% BEGIN GROSS    2814.2 GAL BEGIN NET      2808.8 GAL BEGIN LEVEL    52.439 IN BEGIN TEMP     62.720 F BEGIN WATER    0.4 GAL BEGIN WATER    0.139 IN END TIME       2:39 END DATE       10/18/1997 END GROSS      2814.3 GAL END NET        2808.6 GAL END LEVEL      52.632 IN END TEMP       62.870 F END WATER      0.4 GAL END WATER      0.131 IN  HOURLY DATA  TIME    DEG F    GAL 22:44   62.721   2809.23 23:44   62.751   2808.78 0:44    62.885   2809.07 1:44    62.883   2809.09  SLOPE      -0.04 GAL/HR SLOPE LOW  -0.04 GAL/HR SLOPE HIGH -0.04 GAL/HR TEST RESULTS PASSED SLOPE EQUALS CALCULATED LEAK RATE         </pre>	<pre> MMM DD, YYYY HH:MM XM  LEAK TEST REPORT  T 1: REGULAR UNLEADED PROBE SERIAL NUM 105792  TEST STARTING TIME: MM DD, YYYY HH:MM XM  TEST LENGTH = 4.3 HRS STRT VOLUME = 3725 GALS  LEAK TEST RESULTS 0.2 GAL/HR TEST PASS         </pre>
<p>Informe de prueba de fuga (estática) INCON TS-1000</p>	<p>Informe de prueba de fuga Veeder Root TLS- 350</p>

**c. Prueba de fugas continua (DECF o DECAF)**

<p>INCON INTELLIGENT CONTROLS INC  P.O. BOX 638  SACO ME 040722</p> <p>08/13/1998 10:16 AM</p> <p>SCALD TEST REPORT</p> <p>TANK 1 11882.3 GAL  (PRODUCT NAME)</p> <p>LEAK TEST 0.200 GPH  LEAK THRESHOLD 0.100 GPH  EXTENT 18.0 HRS  VOL QUALIFY 0.0%  TEST STARTED 12:22 PM  TEST STARTED 08/07/1998  SALES RATE 54.731 GPH  EVAPORATED 1.781 GAL  LOST 0.327 GAL  DUTY FACTOR 0.31  UPDATED 12:40 AM  UPDATED 08/10/1998</p> <p>SLOPE -0.002 GAL/HR  TEST RESULT PASSED  SLOPE EQUALS CALCULATED LEAK RATE</p>	<p>CSLD TEST RESULTS</p> <p>-----</p> <p>DD-MM-YY HH:MM XM</p> <p>T 2: SUPER UNLEADED</p> <p>PROBE SERIAL NUM 123002  0.2 GAL/HR TEST  PER: DD-MM-YY PASS</p>
<p>Informe de prueba de fugas de DECAF  INCON</p>	<p>Informe de prueba de fugas de DECF Veeder Root</p>


**d. Antecedentes de pruebas de fugas de tanques**

<p>TANK LEAK TEST HISTORY</p> <p>T 1:Unleaded</p> <p>LAST GROSS TEST PASSED:          NOV 4, 1996 12:01 AM          STARTING VOLUME= 17559          PERCENT VOLUME = 89.1          TEST TYPE = STANDARD</p> <p>LAST ANNUAL TEST PASSED:          NO TEST PASSED</p> <p>FULLEST ANNUAL TEST PASS          NO TEST PASSED</p> <p>LAST PERIODIC TEST PASS:          SEP 29, 1998 2:54 AM          TEST LENGTH 17 HOURS          STARTING VOLUME= 11434          PERCENT VOLUME = 58.0          TEST TYPE = CSLD</p> <p>FULLEST PERIODIC TEST          PASSED EACH MONTH:</p> <p>JAN 31, 1998 3:19 AM          TEST LENGTH 18 HOURS          STARTING VOLUME= 12276          PERCENT VOLUME = 62.3          TEST TYPE = CSLD</p> <p>FEB 28, 1998 4:29 AM          TEST LENGTH 19 HOURS          STARTING VOLUME= 14183          PERCENT VOLUME = 72.0          TEST TYPE = CSLD</p> <p>MAR 31, 1998 3:37 AM          TEST LENGTH 19 HOURS          STARTING VOLUME= 14377          PERCENT VOLUME = 73.0          TEST TYPE = CSLD</p>	<p>INCON INTELLIGENT CONTROLS INC          P.O. BOX 638          SACO ME 040722</p> <p>08/13/1998 10:16 AM</p> <p>REGULATORY REPORT</p> <p>HARDWARE STATUS</p> <table border="0"> <tr><td>TS-CIM</td><td>NOT INSTALLED</td></tr> <tr><td>TS-ROM</td><td>NOT INSTALLED</td></tr> <tr><td>TS-SEM 1</td><td>NOT INSTALLED</td></tr> <tr><td>IO MOD 1</td><td>NOT INSTALLED</td></tr> <tr><td>PRINTER</td><td>OPERATIONAL</td></tr> <tr><td>FAX/MOD</td><td>OPERATIONAL</td></tr> </table> <p>PROBES</p> <table border="0"> <tr><td>PROBE 1</td><td>OPERATIONAL</td></tr> <tr><td>PROBE 2</td><td>OPERATIONAL</td></tr> </table> <p>SENSORS</p> <table border="0"> <tr><td>SENSOR 1</td><td>OPERATIONAL</td></tr> <tr><td>SENSOR 2</td><td>OPERATIONAL</td></tr> <tr><td>SENSOR 3</td><td>OPERATIONAL</td></tr> </table> <p>LINEs</p> <table border="0"> <tr><td>LINE NO. 1</td><td>OPERATIONAL</td></tr> <tr><td>LINE NO. 2</td><td>OPERATIONAL</td></tr> </table> <p>AUXILIARY INPUTS</p> <table border="0"> <tr><td>AUX IN 1</td><td>OPERATIONAL</td></tr> <tr><td>AUX IN 2</td><td>OPERATIONAL</td></tr> </table> <p>PASSED LEAK TESTS</p> <table border="0"> <tr><td>TANK 1</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>08/26/1998</td><td></td><td>7:42 PM</td></tr> <tr><td>LEAK TEST</td><td></td><td>0.20</td></tr> <tr><td>SLOPE</td><td></td><td>-0.03</td></tr> </table> <p>(PASSED LEAK TESTS, PASSED SCALD TESTS, and PASSED LINE TEST REPORT results are all presented in the format used for the PASSED LEAK TEST for TANK 1, shown above)</p>	TS-CIM	NOT INSTALLED	TS-ROM	NOT INSTALLED	TS-SEM 1	NOT INSTALLED	IO MOD 1	NOT INSTALLED	PRINTER	OPERATIONAL	FAX/MOD	OPERATIONAL	PROBE 1	OPERATIONAL	PROBE 2	OPERATIONAL	SENSOR 1	OPERATIONAL	SENSOR 2	OPERATIONAL	SENSOR 3	OPERATIONAL	LINE NO. 1	OPERATIONAL	LINE NO. 2	OPERATIONAL	AUX IN 1	OPERATIONAL	AUX IN 2	OPERATIONAL	TANK 1			08/26/1998		7:42 PM	LEAK TEST		0.20	SLOPE		-0.03
TS-CIM	NOT INSTALLED																																										
TS-ROM	NOT INSTALLED																																										
TS-SEM 1	NOT INSTALLED																																										
IO MOD 1	NOT INSTALLED																																										
PRINTER	OPERATIONAL																																										
FAX/MOD	OPERATIONAL																																										
PROBE 1	OPERATIONAL																																										
PROBE 2	OPERATIONAL																																										
SENSOR 1	OPERATIONAL																																										
SENSOR 2	OPERATIONAL																																										
SENSOR 3	OPERATIONAL																																										
LINE NO. 1	OPERATIONAL																																										
LINE NO. 2	OPERATIONAL																																										
AUX IN 1	OPERATIONAL																																										
AUX IN 2	OPERATIONAL																																										
TANK 1																																											
08/26/1998		7:42 PM																																									
LEAK TEST		0.20																																									
SLOPE		-0.03																																									
<p>Informe de antecedentes de fugas Veeder          Root</p>	<p>Informe reglamentario INCON</p>																																										

### e. Configuración en el tanque

<pre> IN-TANK SETUP ----- T 2:DIESEL PRODUCT CODE      :      2 THERMAL COEFF     : .000450 TANK DIAMETER     : 120.00 TANK PROFILE      : 4 PTS     FULL VOL      : 19947     90.0 INCH VOL : 16201     60.0 INCH VOL : 9974     30.0 INCH VOL : 3746 METER DATA       : YES END FACTOR        : NONE CAL UPDATE        : NEVER  FLOAT SIZE:      4.0 IN.  WATER WARNING    : 3.0 HIGH WATER LIMIT: 3.5  MAX OR LABEL VOL: 19947 OVERFILL LIMIT   : 90% HIGH PRODUCT     : 17952     95% DELIVERY LIMIT   : 18949     10%     1994  LOW PRODUCT      : 1500 LEAK ALARM LIMIT: 99 SUDDEN LOSS LIMIT: 999 TANK TILT        : 0.56 PROBE OFFSET     : 0.00  SIPHON MANIFOLDED TANKS T#: NONE LINE MANIFOLDED TANKS T#: NONE  LEAK MIN PERIODIC: 20%                   : 3989  LEAK MIN ANNUAL  : 20%                   : 3989  PERIODIC TEST TYPE                   STANDARD  ANNUAL TEST FAIL ALARM DISABLED  PERIODIC TEST FAIL ALARM DISABLED  GROSS TEST FAIL ALARM DISABLED  ANN TEST AVERAGING: OFF PER TEST AVERAGING: OFF  TANK TEST NOTIFY:  OFF  TNK TST SIPHON BREAK:OFF  DELIVERY DELAY   : 5 MIN PUMP THRESHOLD   : 10.00% </pre>	<p>Consulte también Configuración de Veeder-Root TLS-3XX (Capítulo 15, página 22)</p> <p><b>Coefficientes térmicos importantes</b> Los coeficientes térmicos para estos productos deben programarse de la siguiente manera (Unidades EE. UU.):</p>																		
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Nombre del producto</th> <th>Coefficiente térmico (Unidades EE. UU.)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gasolina de aviación</td> <td>0,00075</td> </tr> <tr> <td>Diésel (aceite combustible n.º 2)</td> <td>0,00045</td> </tr> <tr> <td>Aceite combustible n.º 4</td> <td>0,00047</td> </tr> <tr> <td>Aceite usado</td> <td>0,00044</td> </tr> <tr> <td>Queroseno (aceite combustible n.º 1) [Parafina]</td> <td>0,00050</td> </tr> <tr> <td>Premium</td> <td>0,00070</td> </tr> <tr> <td>Regular sin plomo</td> <td>0,00070</td> </tr> <tr> <td>Súper sin plomo</td> <td>0,00070</td> </tr> </tbody> </table>	Nombre del producto	Coefficiente térmico (Unidades EE. UU.)	Gasolina de aviación	0,00075	Diésel (aceite combustible n.º 2)	0,00045	Aceite combustible n.º 4	0,00047	Aceite usado	0,00044	Queroseno (aceite combustible n.º 1) [Parafina]	0,00050	Premium	0,00070	Regular sin plomo	0,00070	Súper sin plomo	0,00070
Nombre del producto	Coefficiente térmico (Unidades EE. UU.)																		
Gasolina de aviación	0,00075																		
Diésel (aceite combustible n.º 2)	0,00045																		
Aceite combustible n.º 4	0,00047																		
Aceite usado	0,00044																		
Queroseno (aceite combustible n.º 1) [Parafina]	0,00050																		
Premium	0,00070																		
Regular sin plomo	0,00070																		
Súper sin plomo	0,00070																		
	<p><b>Puntos de perfil del tanque importantes</b> Los puntos del perfil del tanque deben programarse del siguiente modo:</p>																		
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Puntos</th> <th>Forma/orientación del tanque</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>Tanque cilíndrico de extremo plano (normalmente acero/stiP3 o materiales compuestos)</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>redondeado y abombado (normalmente fibra de vidrio)</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>Terminación hemisférica</td> </tr> <tr> <td>Lineal</td> <td>Tanques verticales cilíndricos y rectangulares</td> </tr> </tbody> </table>	Puntos	Forma/orientación del tanque	1	Tanque cilíndrico de extremo plano (normalmente acero/stiP3 o materiales compuestos)	4	redondeado y abombado (normalmente fibra de vidrio)	20	Terminación hemisférica	Lineal	Tanques verticales cilíndricos y rectangulares								
Puntos	Forma/orientación del tanque																		
1	Tanque cilíndrico de extremo plano (normalmente acero/stiP3 o materiales compuestos)																		
4	redondeado y abombado (normalmente fibra de vidrio)																		
20	Terminación hemisférica																		
Lineal	Tanques verticales cilíndricos y rectangulares																		
<p>Informe de configuración en el tanque TLS-350</p>																			

**f. Antecedentes de alarmas en el tanque**

<pre> ALARM HISTORY REPORT ---- IN-TANK ALARM ---- T 5:GOLD 2  SETUP DATA WARNING JAN 1. 1994 8:20 AM  LOW PRODUCT ALARM SEP 2. 2010 12:36 PM SEP 1. 2010 3:27 PM AUG 19. 2010 12:07 PM  INVALID FUEL LEVEL SEP 2. 2010 12:36 PM AUG 31. 2010 5:36 PM AUG 19. 2010 12:06 PM  PROBE OUT MAR 12. 2009 1:25 PM  DELIVERY NEEDED JAN 1. 1994 8:21 AM  PERIODIC TEST FAIL SEP 2. 2010 2:14 PM AUG 26. 2010 7:03 PM AUG 19. 2010 12:09 PM         </pre>	 <pre> INCON INTELLIGENT CONTROLS INC P. O. BOX 638 SACO ME 04072 1-800-384-6266  01/09/2000      1:54        TANK ALARMS  01/09/2000      0:23 HIGH WATER TANK NO. 3  01/09/2000      0:18 HIGH PRODUCT LIMIT TANK NO. 2  01/04/2000      21:12 HIGH WATER TANK NO. 3  01/04/2000      21:07 HIGH PRODUCT LIMIT TANK NO. 4  01/04/2000      21:00 HIGH WATER TANK NO. 1  01/04/2000      20:57 HIGH PRODUCT LIMIT TANK NO. 1  01/04/2000      20:55 HIGH PRODUCT LIMIT TANK NO. 1  01/04/2000      20:36 HIGH PRODUCT LIMIT TANK NO. 2  01/02/2000      18:36 HIGH WATER TANK NO. 3  12/09/1998      0:04 HIGH WATER TANK NO. 1         </pre>
<p>Informe de antecedentes de alarmas Veeder Root</p>	<p>Antecedentes de alarmas en el tanque INCON</p>

El informe de antecedentes de alarmas en el tanque indicará si el MAT ha generado recientemente algún resultado de prueba fallida. Este informe debe facilitarse a los inspectores en el lugar cuando falten informes de pruebas de fugas del MAT o estén incompletos.<sup>19</sup>

<sup>19</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.03(2)



**g. Antecedentes de alarmas de los sensores**

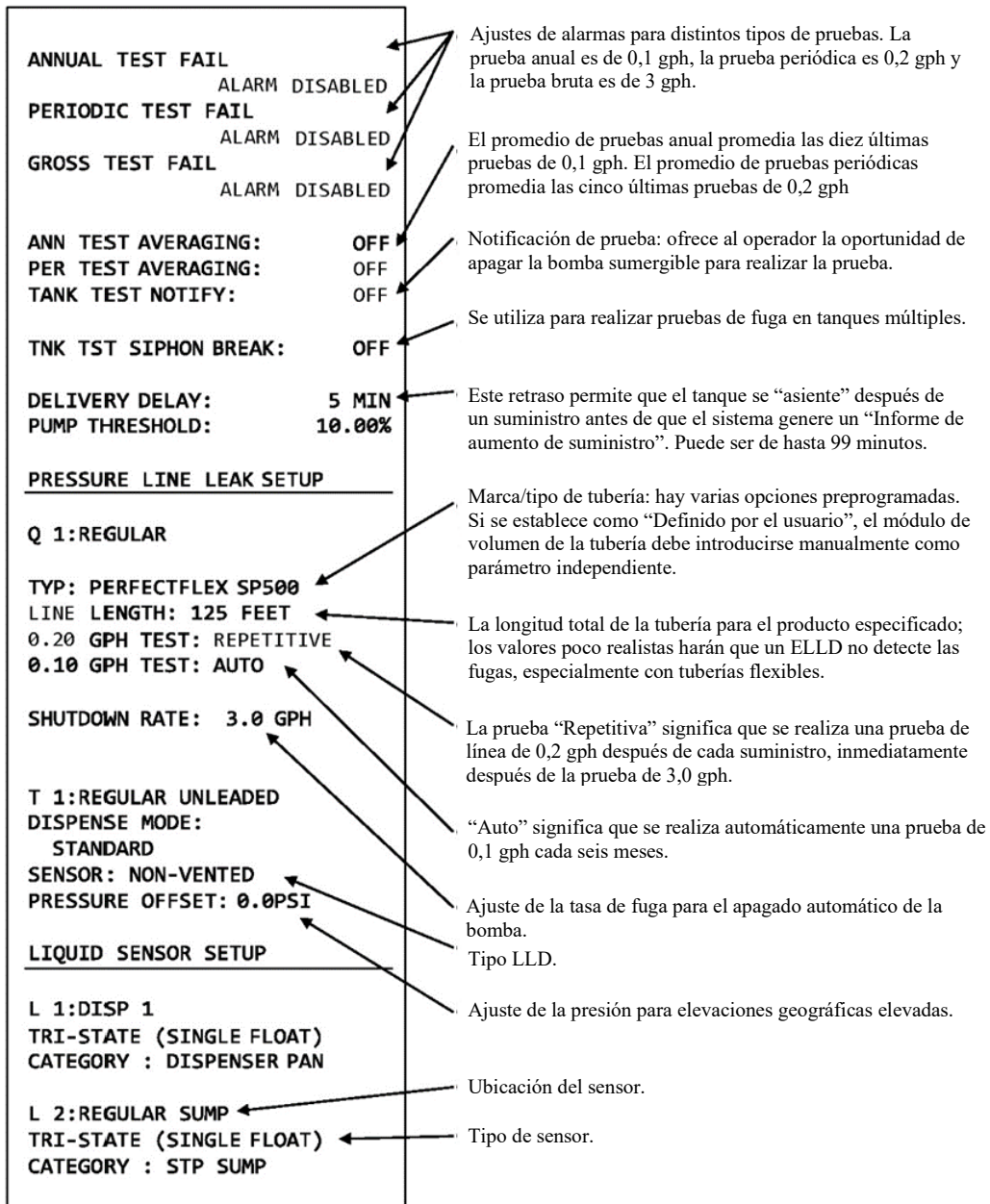
<pre> INCON INTELLIGENT CONTROLS INC P. O. BOX 638 SACO ME 04072 1-800-984-6266  01/04/1999      2:22 PM       SENSOR ALARMS  01/04/1999      2:20 PM HIGH BRINE LEVEL SENSOR 16 SENSOR NO. 16  01/04/1999      2:20 PM DRY WELL SENSOR 12 SENSOR NO. 12  01/04/1999      2:20 PM HIGH BRINE LEVEL SENSOR 8 SENSOR NO. 8  01/04/1999      2:19 PM STANDARD SENSOR SENSOR 15 SENSOR NO. 15  01/04/1999      2:19 PM STANDARD SENSOR SENSOR 7 SENSOR NO. 7  01/04/1999      2:12 PM DRY WELL SENSOR 4 SENSOR NO. 4         </pre>	<pre> ALARM HISTORY REPORT  ----- SENSOR ALARM ----- L 1:SIMULATOR SENSOR OTHER SENSORS SENSOR OUT ALARM NOV 29, 2010 11:18 AM  FUEL ALARM NOV 29, 2010 11:18 AM  FUEL ALARM NOV 29, 2010 11:17 AM         </pre>
<p>Antecedentes de alarmas de los sensores INCON</p>	<p>Antecedentes de alarmas de los sensores Veeder Root</p>

**14. INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE CONFIGURACIÓN QUE DEBE REVISARSE EN EL LUGAR**

La información de configuración del MAT puede revisarse durante la inspección en el lugar si se detecta un problema en el lugar (es decir, un nivel de producto por debajo del umbral de prueba) que requerirá una inspección de seguimiento con la configuración proporcionada a continuación. A continuación se ofrecen ejemplos de la información de configuración que suele encontrarse para los MAT en Tennessee.

## 15. CONFIGURACIÓN DEL VEEDER-ROOT TLS-3XX:

SYSTEM SETUP			
JUL 05, 2010	11:51 AM		Hora/fecha en que se imprimió la configuración
PETROLEUM EMPORIUM			Información de la instalación
1234 MAIN STREET			
CENTERTOWN, TN 01234			Identificación de producto
IN-TANK SETUP			
T 1:REGULAR UNLEADED			El código del producto está relacionado con el seguimiento de ventas/inventario
PRODUCT CODE	1		
THERMAL COEFF	.000700		El coeficiente termal está determinado por el producto; esto le permite al MAT tener en cuenta los cambios de volumen relacionados con la temperatura en las pruebas de fugas. Un valor incorrecto puede causar fallas en las pruebas.
TANK DIAMETER	120.00		
TANK PROFILE	1 PT		Diámetro del tanque/perfil del tanque: estos parámetros geométricos del tanque determinan la "tabla del tanque" que el MAT utilizará para convertir las profundidades en volúmenes.
FULL VOL	15245		
FLOAT SIZE	4.0 IN.		Advertencia de agua/límite de agua alto: el MAT avisa al operador de la presencia de agua a partir de las profundidades especificadas.
WATER WARNING	2.0		
HIGH WATER LIMIT	3.0		
MAX OR LABEL VOL	15245		Límite de sobrellenado/producto alto: las alertas del MAT al operador de la presencia de combustible por encima de estas cantidades. Se diferencian en que el "Límite de sobrellenado" se activa con los suministros de combustible, mientras que el "Producto alto" puede utilizarse para reconocer aumentos lentos (por ejemplo, en aplicaciones de aceite usado)
OVERFILL LIMIT	90%		
HIGH PRODUCT	13720		
	95%		
	14482		Límite de suministro: normalmente, el nivel al que el MAT avisa al operador para que solicite un suministro de combustible.
DELIVERY LIMIT	10%		
	1524		
LOW PRODUCT	700		Límite de alarma de fuga: advierte al operador de una gran tasa de pérdida (>1 gph) durante una prueba de fuga
LEAK ALARM LIMIT	99		
SUDDEN LOSS LIMIT	99		Límite de pérdida súbita: advierte al operador de una gran pérdida (>25 galones) durante una prueba de fuga
TANK TILT	0.00		Inclinación del tanque/desplazamiento de la sonda: estos parámetros modifican la tabla del tanque en función de las variaciones de posición del tanque y de la sonda.
PROBE OFFSET	0.00		Los ajustes posibles son "Estándar" y "Rápido". Rápido realiza una prueba de 0,2 gph en una hora, la estándar tarda dos horas.
PERIODIC TEST TYPE	STANDARD		



## 16. CONFIGURACIÓN DEL INCON TANK SENTINEL:

```

PETROLEUM EMPORIUM
1234 MAIN STREET
CENTERTOWN, TN 01234

JUL 05, 2010      11:51 AM

SYSTEM SETUP REPORT

LIMITS
LEAK LIMIT                2.00
LEAK LIMIT O/G            NONE
THEFT LIMIT               10.00
THEFT LIMIT O/G           NONE

TANK

NUMBER OF TANKS           2

TANK 1
NAME                      REG UNL
TANK SHAPE                 HORIZONTAL
TANK TYPE                  SPECIAL 1
PROBE                      PROBE 1
PRODUCT                   PRODUCT 1
MANIFOLD                   NONE
PROD OFFSET                0.000
WATER OFFSET               -0.816
DEL THRESHOLD              200
HIGH HIGH LIM             118.000
HIGH HIGH O/G             NONE
HIGH LIMIT                 116.000
HIGH LIMIT O/G            NONE
LOW LIMIT                  500.0
LOW LIMIT O/G              NONE
LOW LOW LIMIT              400.0
LOW LOW O/G                NONE
WATER LIMIT                3.000
WATER O/G                  NONE
    
```

Información de la instalación y fecha del informe de configuración del sistema.

El límite de fuga es de un parámetro que comprueba la pérdida de combustible cuando la instalación está fuera de servicio; mientras que el límite de robo comprueba el exceso de combustible que se extrae mientras se suministra combustible. Los parámetros OG o grupo de salida indican al monitor del tanque qué acción debe realizar (por ejemplo, hacer sonar una alarma, enviar un correo electrónico, etc.). O/G suele fijarse en "ninguno" o en una letra entre A y FF.

Número de tanque en esta instalación.

Especial 1, Sonda 1 y Producto 1 corresponden a varios parámetros de tanques, sonda y producto que aparecen en una parte diferente del informe de configuración

La desviación de producto y/o agua se utiliza para compensar la lectura del producto/agua de los tanques inclinados

Umbral Del: volumen mínimo añadido al tanque antes de que se notifique la entrega en el MAT

Límite alto y Límite bajo representan varios grados de llenado del tanque, con Alto alto representando el nivel más lleno (normalmente ajustado en pulgadas de producto)

O/G alto alto, O/G límite alto, O/G límite bajo, O/G bajo y O/G agua representan las acciones que realiza el monitor del tanque si se da alguna de estas condiciones. Por ejemplo, el MAT puede hacer sonar una alarma, enviar un correo electrónico a la persona de contacto, no hacer nada, etc. El valor introducido es "ninguno" o una letra entre A y FF.

Límite bajo y Límite bajo bajo representa varios grados de vaciado del tanque con Bajo bajo representando el nivel más bajo de producto en un tanque (típicamente ajustado en galones de producto)

El límite de agua representa el nivel de agua (en pulgadas) necesario para activar una alarma de agua alta

<b>SPECIAL TANKS</b>	
<b>SPECIAL 1</b>	
DIAMETER	120.000
LENGTH	205.700
CORRECTION POINTS	0
<b>PROBES</b>	
<b>PROBE 1</b>	
TYPE	STD 125
GRADIENT	8.99634
RATIO	1:1 TIP TO HEAD
FLOATS	2 FLOATS
FLOAT TYPE	GASOLINE
<b>PRODUCTS</b>	
<b>PRODUCT 1</b>	
NAME	REG UNL
TYPE	UNLEADED REG
<b>LINES</b>	
NUMBER OF LINES	2
<b>LINE 1</b>	
NAME	LINE 1
TEST FAIL O/G	NONE
TEST FAULT O/G	NONE
<b>LINE 2</b>	
NAME	LINE 2
TEST FAIL O/G	NONE
TEST FAULT O/G	NONE

Tanques especiales contiene dimensiones específicas de los tanques y factores de corrección. Los puntos de corrección permiten al MAT ajustar la lectura de combustible para que coincida con los datos de ese tanque. Por ejemplo, usted puede poner 500 galones de producto en un tanque, pero el monitor del tanque solamente lee 450 galones, por lo que se introduciría un factor de corrección. Se pueden introducir numerosos factores de corrección.

El tipo de sonda seleccionada a partir de un tipo ya programado en el MAT; el gradiente se introduce a partir de la etiqueta de la sonda y **es único para cada sonda**; la relación corresponde a un factor de corrección (por ejemplo, 1:8 indicaría que 1 pulgada de cambio indicada por la sonda correspondería a 8 pulgadas en el tanque; normalmente se utiliza para AST; para UST debería ser normalmente 1:1); los flotadores son "2 flotadores" o "1 flotador" (2 flotadores corresponden al flotador de producto y agua) y el tipo de flotador es "gasolina" o "aceite"

Producto = regular sin plomo, sin plomo plus, extra sin plomo, superior sin plomo, diésel, queroseno, aceite combustible n.º 2, etanol o especial (información adicional necesaria si el tipo de producto es "especial")

Número de líneas, nombres de las líneas y acciones que debe realizar el MAT en caso de falla (por ejemplo, alarma, etc.) o fallo de prueba. Los fallos en las pruebas suelen estar relacionados con los fallos informáticos que hacen que la prueba no se ejecute correctamente.

LEAK TEST	
CONFIDENCE	99.0%
MIN TEST TIME	2
MAX TEST TIME	8
LEAK TEST	
TANK 1	0.20
TANK 2	0.20
TEST SCHEDULES	
TANK 1	
SCHEDULE	DAILY
TIME	01:00 AM
TANK 2	
SCHEDULE	DAILY
TIME	01:00 AM
ALARM ON TEST FAIL	YES
SCALD TESTS	
CONFIDENCE	95.0%
LEAK TEST	0.20
INTERVAL	18
VOLUME QUALIFY	0.0%
VAPOR RECOVERY	DISABLED
SCALD ENABLED	
TANK 1	ENABLED
TANK 2	ENABLED
ALARM ON TEST FAIL	YES
TEST FAIL O/G	
TANK 1	ALL GROUPS
TANK 2	ALL GROUPS

La prueba de fugas contiene datos sobre la tasa de fugas, la frecuencia, etc., para cuando el monitor del tanque deba realizar una prueba de fugas estática. Por ejemplo, la configuración de la izquierda indica que la prueba de fugas de 0,2 gph se realizará diariamente a partir de la 1:00 a. m. La fiabilidad de la prueba debe ser mayor a 95 %. El tiempo mínimo de prueba se refiere al tiempo necesario para completar una prueba de fuga (establecido en horas). Varía desde aproximadamente 2 horas para un tanque de 4000 galones a 5 horas para un tanque de 10 000 galones a 8 horas para un tanque de 20 000 galones. Alarma en caso de falla de prueba representa la acción que tomará el MAT en caso de falla.

DECAF = detección estadística continua automática de fugas realiza pruebas de fugas volumétricas durante un tiempo de reposo entre suministros.

El intervalo está relacionado con la compensación de temperatura durante la prueba de fuga (por defecto IS 18)

Calificar el volumen es el volumen mínimo de líquido para el que se puede realizar una prueba de fuga. Consulte en el sitio web del "[Grupo nacional de trabajo sobre evaluaciones de detección de fugas](#)" los volúmenes de tanque mínimos necesarios para realizar una prueba de fuga válida. ¡Nunca debe ajustarse en 0!

DECAF habilitado representa qué tanques están realizando la detección de fugas de DECAF (es decir, habilitado o deshabilitado)

Falla de prueba O/G (grupo de salida) representa la acción que tomará el MAT en caso de falla. Puede ser "ninguno", de A a FF o "todos los grupos", Todos los grupos indica que se producirán todas las acciones programadas en todos los grupos de relés (es decir, de A a FF).

LINE TESTS		
<b>0.1 GPH TEST SCHEDULES</b>		
LINE 1		
SCHEDULE		DAILY
TIME		01:00 AM
LINE 2		
SCHEDULE		DAILY
TIME		01:00 AM
<b>0.2 GPH TEST SCHEDULES</b>		
LINE 1		
SCHEDULE		DAILY
TIME		01:00 AM
LINE 2		
SCHEDULE		DAILY
TIME		01:00 AM
<b>SENSORS</b>		
NUMBER OF SENSORS		3
SENSOR 1		
RELAY		STD
RELAY		RELAY 1
NAME		1 2 DISP
STD O/G	ALL	GROUPS
SENSOR 2		
RELAY		STD
RELAY		RELAY 1
NAME		3 4 DISP
STD O/G	ALL	GROUPS
SENSOR 3		
RELAY		STD
RELAY		RELAY 1
NAME		UNL SUMP
STD O/G	ALL	GROUPS

Hora y frecuencia en que está previsto que se verifiquen las líneas en los niveles de prueba de fugas de 0,1 gph y/o 0,2 gph. El horario puede variar entre ninguno, diario, un día determinado de la semana y/o del mes.

STD corresponde a un tipo de sensor estándar en la configuración del MAT y STD O/G corresponde a la acción que realizará el MAT en caso de una alarma.

Para los modelos Veeder Root e INCON utilizados para la DECF, la probabilidad de detección puede establecerse en 95 % o 99 %. Todo método de detección de fugas instalado después del 22 de diciembre de 1990 deberá ser capaz de detectar una tasa de fuga con una probabilidad de detección de noventa y cinco (95) por ciento y una probabilidad de falsa alarma no superior al cinco (5) por ciento, de conformidad con la Regla .04(1)(a)4.

En el momento de la transferencia de propiedad, incluida, entre otras, la venta de los sistemas de UST, se transferirán al nuevo propietario de los UST los originales y/o copias de todos los documentos necesarios para cumplir los requisitos de notificación y mantenimiento de registros, de conformidad con las Reglas .03(2)(d) y .02(7)(h), en el momento de la transferencia de propiedad.

## 17. INFORMES

Si se observa alguna de las siguientes condiciones, deberá contactarse con la División para notificar una sospecha de fuga o confirmación de fuga en un plazo de 72 horas (si se descubre una sospecha de fuga o una confirmación de fuga, siga la *Guía para el personal para el proceso .09(6)*), de conformidad con la Regla .05(1)(a):

- Los resultados de cualquier prueba de fugas de 0,1 gph o 0,2 gph fallida del MAT, a menos que se detecte que el dispositivo de monitoreo o un componente de UST asociado está defectuoso, pero no tiene fugas, se repare inmediatamente y una prueba de seguimiento no confirme el resultado inicial de conformidad con la Regla .05(1)(a)3.
- Cualquier alarma en el tanque del MAT que indique una pérdida repentina o inexplicable del producto, de conformidad con la Regla .05(1)(a)2. La documentación de la investigación de todas las alarmas de fugas en el tanque debe conservarse con los informes de pruebas de fuga del MAT para su revisión por el personal de la División.<sup>20</sup>
- Cualquier fuga de producto derivado del petróleo en el lugar del UST o en la zona circundante (como la presencia de producto libre o vapores de petróleo en suelos, sótanos, alcantarillado y conductos de servicios públicos y aguas superficiales cercanas). Consulte la Regla .05(1)(a)1.

Los propietarios y/u operadores deben tomar medidas inmediatas para evitar que continúe la fuga de petróleo al medioambiente y tomar medidas inmediatas para identificar y mitigar los riesgos de incendio, explosión y vapores peligrosos. Los propietarios y/u operadores deben reparar o sustituir el tanque y/o las tuberías e iniciar las acciones correctivas, si los resultados de las pruebas del sistema, el tanque o las tuberías de suministro indican que existe una fuga, de conformidad con la Regla .06(3).

---

<sup>20</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.03(2)



## REFERENCIAS

Manual de referencia para el monitoreo automático de tanques y la detección de fugas, Estados Unidos EPA, Región 7

Sistemas de medición automática de tanques para la detección de fugas: Manual de referencia para inspectores de tanques de almacenamiento subterráneo, agosto de 2000

Cómo aprovechar al máximo su sistema de medición automática de tanques, Manual del operador de INCON Serie TS-5, EPA 510-F-98-011

Manual del Inspector de UST del Depto. de Kentucky, Instituto de Equipos de Petróleo, mayo de 2006

Manual del operador de Veeder Root TLS-3XX, 576013-610 Rev. AA; Manual de instalación de Veeder Root TLS-3XX, 576013-498, Rev. B

Manual de configuración del sistema Veeder Root TLS-3XX, 576013-623, Rev. V Guía de solución de problemas de Veeder Root TLS-3XX, 576013-818, Rev. AA

Guía de preparación del lugar del contratista del sistema de monitoreo de Veeder Root, 577013-578 Rev. E Wisconsin COMM 10 Aprobación de materiales N.º 20050005, Medición automática de tanques, diciembre 2009 COMM 10 Aprobación de materiales N.º 20020011, Serie INCON, diciembre 2007

Tanques de almacenamiento subterráneo: lo básico, Departamento de Recursos Naturales de Iowa, Rama de Tanques de almacenamiento subterráneo, marzo 2010

## **APÉNDICES**

1. Tabla de referencia rápida de detección de fugas del MAT (8-27-2013)
2. Procedimiento de la prueba de funcionamiento del medidor automático de tanques

## **APÉNDICE 1: Tabla de referencia rápida de detección de fugas del MAT**

Actualizado el 13-02-2015

Nota: Los equipos de detección de fugas instalados en sistemas con más de 10 % de etanol no deben contener zinc, plomo, aluminio, estaño ni sus aleaciones (latón, terne (aleación de plomo y estaño)).							
N.º de MA Fabricante	Modelo	TIPO DE PRUEBA	Llenado mínimo	Período de prueba (consulte comentario)	UMBRAL	CAPACIDAD MÁXIMA	COMENTARIO
20140001 (Revisado 20120009) OPW	SiteSentinel iSite--Flotador de 2 o 4 pulgadas--Sonda 924B	0,2	50 %	30 min	0,1	20 000	El sistema determina automáticamente el tiempo mínimo en función del cumplimiento de las condiciones de prueba. Los tiempos de prueba serán más largos para los tanques más grandes.
	SiteSentinel iSite---Flotador de 4 pulgadas---Sonda 924B	0,1	95 %	1,5 h	0,05	20 000	
	SiteSentinel iSite----Flotador de 2 pulgadas----Sonda 924B	0,1	95 %	6,0 h	0,05	20 000	
	SiteSentinel iSite-Flotador de 4 pulgadas-Sonda Q0400-4XX	0,2	50 %	4,0 h	0,1	20 000	
	SiteSentinel iSite-SLD	0,2	14,70 %	Continuo	0,1	0,2	Rendimiento máximo mensual de 397 883 galones No se probará si está por debajo del nivel de llenado.
20140006 Franklin Fueling (Reemplaza a 20120008)	INCON TS-5, 550, 550evo, 750, 1000, 1001, 2001, 5000, 5000evo Colibri Sonda: TSP-LL2 o FMP-LL3	0,2	Consulte a continuación	5 1/4 h	0,1	15 000	El tiempo de prueba es una media; los tiempos reales se basan en criterios de condiciones de prueba preestablecidos
		0,1	95 %	5 3/4 h	0,05		
	INCON TS-5, 550, 550evo, 750, 1000, 1001, 2001, 5000, 5000evo Colibri Sonda: TSP-LL2 o FMP-LL3	SOLAMENTE 0,2	Consulte a continuación	<7 h	0,1	30 000	Variable basada en la calidad de los datos de prueba, máximo 3 tanques múltiples
	INCON TS-5, 550, 550evo, 750, 1000, 1001, 2001, 5000, 5000evo Colibri SCALD	0,2	15 %	Continuo	0,1	49 336	Rendimiento mensual máximo de 304 620 galones. No se probará si está por debajo del nivel de llenado.
Diámetro del tanque = Producto requerido		Diámetro del tanque = Producto requerido		Diámetro del tanque = Producto requerido			
24" = 9"		72" = 15"		120" = 21"			
36" = 10,5"		76" = 15,5"		126" = 21,5"			
48" = 12"		84" = 16,5"		132" = 22"			
52" = 12,5"		96" = 17,5"		144" = 23,5"			
64" = 14"		108" = 19"				2000 Scald Consulte MA 96000037	
20120005 (Renovación para 20080006) Pneumercator Co., Inc	TMS2000 y TMS3000 Sonda 450S o 7100 (Magnetostriactivo)	0,2 (<20K)	20 %	2 h	0,1	20 000	La sonda Pneumercator número 450S es la misma que la sonda Ametek Patriot 7100 utilizada en la evaluación de terceros
		0,1	95 %*	7 h	0,05	20 000	
		0,2 (>20K)	50 %	8 h	0,1	75 000	
20120001 OPW (Revisado 20080010)	SITE SENTINEL I, II, III, iTouch Sonda 924	0,2	50 %	=		20 000	Prueba de 30 y 60 minutos
	SITE SENTINEL I, II, III, iTouch Sonda 924	0,2	14 %	=		20 000	Prueba de 2 y 3 horas
	SITE SENTINEL I, II, III VTTT, iTouch Sonda 924	0,1	95 %	=		20 000	Prueba de 2 y 3 horas
20100007 Fab. OMNTEC (Renovación para 20040007)	OEL8000II	0,2	Consulte a continuación	4,5 h	0,1	30 000	
	OEL8000II con SDCFT	0,2	12,70 %	Continuo	0,1	18 000	
	Nivel mínimo de producto basado en el diámetro del tanque: Diámetro del tanque = Producto requerido						
	0-48" = 12"		73-96" = 20"		133 o mayor = Contacto OMNTEC		
49-64" = 15"		97-126" = 15,5"					
65-72" = 16"		127-132" = 26"					
20090008 Franklin Fueling (Reemplaza a 20060002)	INCON TS-5, 550, 750, 1000, 1001, 2001, 5000, Colibri Sonda: TSP-LL2	0,2	Consulte a continuación	5 1/4 h	0,1	15 000	El tiempo de prueba es una media; los tiempos reales se basan en criterios de condiciones de prueba preestablecidos
		0,1	95 %	5 3/4 h	0,05		
	INCON TS-5, 550, 750, 1000, 1001, 2001, 5000, Colibri Sonda: TSP-LL2	SOLAMENTE 0,2	Consulte a continuación	<7 h	0,1	30 000	Variable basada en la calidad de los datos de prueba, máximo 3 tanques múltiples
	TS-5, 550, 750, 1000, 1001, 2001, 5000, Colibri SCALD	0,2	15 %	Continuo	0,1	49 336	Rendimiento mensual máximo de 304 620 galones No se probará si está por debajo del nivel de llenado.
Diámetro del tanque = Producto requerido		Diámetro del tanque = Producto requerido		Diámetro del tanque = Producto requerido			
24" = 9"		72" = 15"		120" = 21"			
36" = 10,5"		76" = 15,5"		126" = 21,5"			
48" = 12"		84" = 16,5"		132" = 22"			
52" = 12,5"		96" = 17,5"		144" = 23,5"			
64" = 14"		108" = 19"				2000 Scald Consulte MA 96000037	
20090004 Veeder-Root Co. Serie TLS ProPlus, ProMax (Revisado 20050005)	Sonda 8463 y 8473 (Magnetostriactivo) Serie TLS 300, serie TLS 350, TLS 450,	0,1	95 %	3 h	Preajuste que no se puede cambiar. Aprueba o no aprueba	15 000	Verifica el nivel de combustible. No se probará si está por debajo del nivel del requisito mínimo.
		0,2	Consulte a continuación	2 h			
	Sonda 8463 y 8473 Serie TLS 300, serie TLS 350, TLS 450,	0,1	95 %	2-5 h		20 000	
		0,2	Consulte a continuación	2 h		30 000	
	CON SCALD 8463 y 8473 TLS300, TLS350, Serie EMC, ProPlus, ProMax	0,2 cont.	5 %			45 000 individual 37K múltiples	
	Diámetro del tanque = Producto requerido		Diámetro del tanque = Producto requerido			Diámetro del tanque = Producto requerido	
24-26" = 9"		70-79" = 24"		123-133" = 39"			
27-36" = 12"		80-90" = 27"		134-143" = 42"			
37-47" = 15"		91-101" = 30"		144-154" = 45"			
48-58" = 18"		102-111" = 33"		155-165" = 48"			
56-69" = 21"		112-122" = 36"		166-175" = 51"			

N.º de MA Fabricante	Modelo	TIPO DE PRUEBA	Llenado mínimo	Período de prueba (consulte comentarios)	UMBRAL	CAPACIDAD MÁXIMA	COMENTARIO	
20080010 OPW (Revisado 20030001)	PETROSONIC III con Sonda 613	0,2	59 %	2 h		15 000		
	SITE SENTINEL con Sonda 613	0,2	14 %	2 h		15 000		
	SITE SENTINEL I, II, III, iTouch con Sonda 924	0,2	50 %	⇔		20 000	Prueba de 30 y 60 minutos	
	SITE SENTINEL I, II, III, iTouch con Sonda 924	0,2	14 %	⇔		20 000	Prueba de 2 y 3 horas	
	SITE SENTINEL I, II, III, VTTT con Sonda 613	0,1	95 %	⇔		15 000	Prueba de 2 y 3 horas	
	SITE SENTINEL I, II, III, VTTT, iTouch con Sonda 924	0,1	95 %	⇔		20 000	Prueba de 2 y 3 horas	
20080009 (Sistema EECO) OPW (Renovación para 20030003)	1500 y 2000	0,2	9 %	3,3 h	0,1	20 000	El sistema determina automáticamente el tiempo mínimo en función del cumplimiento de las condiciones de prueba. Los tiempos de prueba serán más largos para los tanques más grandes.	
	Sonda Q0400-4XX (Magnetostriectivo)	0,1	95 %	3,5 h	0,05	20 000		
	ECEO SLD Sonda Q0400-4XX (Magnetostriectivo)	0,2 cont.	9 %			2 tanques máx. <=35K		SLD 130K de rendimiento máximo
20080006 (Renovación para 20000007) Pneumercator Co., Inc	TMS2000 y TMS3000	0,2 (<20K)	20 %	2 h	0,1	20 000	La sonda Pnuemercator número 450S es la misma que la sonda Ametek Patriot 7100 utilizada en la evaluación de terceros	
	Sonda 450S o 7100 (Magnetostriectivo)	0,1	95 %*	7 h	0,05	20 000		
		0,2 (>20K)	50 %	8 h	0,1	75 000		
20080005 (Sistema EECO) OPW	SiteSentinel iSite—Flotador de 2 o 4 pulgadas—Sonda 924B	0,2	50 %	30 min	0,1	20 000	El sistema determina automáticamente el tiempo mínimo en función del cumplimiento de las condiciones de prueba. Los tiempos de prueba serán más largos para los tanques más grandes.	
	SiteSentinel iSite—Flotador de 4 pulgadas—Sonda 924B	0,1	95 %	1,5 h	0,05	20 000		
	SiteSentinel iSite—Flotador de 2 pulgadas—Sonda 924B	0,1	95 %	6,0 h	0,05	20 000		
	SiteSentinel iSite-Flotador de 4 pulgadas-Sonda Q0400-4XX	0,2	50 %	4,0 h	0,1	20 000		
20060002 Franklin Fueling	INCON TS-5, 550, 750, 1000, 1001, 2001, 5000 Sonda: TSP-LL2	0,2	Consulte a continuación	5 1/4 h	0,1	15 000	El tiempo de prueba es una media; los tiempos reales se basan en criterios de condiciones de prueba preestablecidos	
		0,1	95 %	5 3/4 h	0,05			
	INCON TS-5, 550, 750, 1000, 1001, 2001, 5000 Sonda: TSP-LL2	SOLAMENTE 0,2	Consulte a continuación	<7 h	0,1	30 000	Máximo 3 tanques múltiples	
	TS-5, 550, 750, 1000, 1001, 2001, 5000 SCALD	0,2	15 %	Continuo	0,1	49 336	Rendimiento mensual máximo de 304 620 galones No se probará si está por debajo del nivel.	
	Diámetro del tanque = Producto requerido							2000 Scald Consulte MA 96000037
	24"	9"	72"	15"	120"	21"		
	36"	10,5"	76"	15,5"	126"	21,5"		
	48"	12"	84"	16,5"	132"	22"		
	52"	12,5"	96"	17,5"	144"	23,5"		
	64"	14"	108"	19"				
20050005 Veeder-Root Co. TLS, Serie EMC ProPlus, ProMax (Reemplaza a 20030004R1, 20030007) (Revisado 2002005R1)	Sonda 7842 (Capacitancia) Todos los modelos excepto el TLS2	0,2	50 %	5 h	Todas las sondas tienen un umbral preestablecido que no se puede cambiar. Aprueba o no aprueba	15 000	Nota: Las sondas de capacitancia no funcionarán correctamente cuando el contenido de etanol sea mayor a 10 %.	
	Sonda 8472 (Capacitancia) Todos los modelos excepto el TLS250, TLS250i y TLS2	0,1	95 %	2 h		15 000		
		0,2	50 %	2 h				
	Sonda 8463 y 8473 (Magnetostriectivo) TLS250iPlus, TLS300, TLS300i, TLS300iPlus,	0,1	95 %	3 h		15 000		
		0,2	Consulte a continuación	2 h				
	Sonda 8463 y 8473 Serie TLS 350, TLS2, EMC excepto Basic	0,1	95 %	2-5 h		20 000		
		0,2	Consulte a continuación	2 h	30 000			
	CON SCALD 8463 y 8473 TLS300, TLS350, Serie EMC, ProPlus, ProMax	0,2 cont.	5 %			45 000 individual 37K múltiples	28 días 227 559 de rendimiento 28 días 226 848 de rendimiento Verifica el nivel de combustible. No se probará si está por debajo del nivel del requisito mínimo.	
	Diámetro del tanque = Producto requerido							
	24-26"	9"	70-79"	24"	123-133"	39"		
27-36"	12"	80-90"	27"	134-143"	42"			
37-47"	15"	91-101"	30"	144-154"	45"			
48-58"	18"	102-111"	33"	155-165"	48"			
56-69"	21"	112-122"	36"	166-175"	51"			
20050001 Southwest Envir. Srvs 20040006 Franklin Fueling Sys. (Revisado 20020004) Para sistemas EBW anteriores al 1 de marzo de 2004 consulte MA 20020004	Modelo de prueba 2001 de Estados Unidos	0,2	50 %	30 min	0,1	15 000	Sondas de ultrasonido	
		0,1	95 %	1 h	0,05	15 000		
	AUTOSTIK II y JR con sonda magnetostriectiva	0,2	Consulte a continuación	5 1/4 h	0,1	15 000	El tiempo de prueba es una media; los tiempos reales se basan en criterios de condiciones de prueba preestablecidos	
		0,1	95 %	5 3/4 h	0,05	15 000		
	AUTOSTIK II y JR con sonda serie TSP-LL2	0,2	Consulte a continuación	<7 h	0,1	30 000		
	AUTOSTIK II y JR con SCALD 2.0	0,2	14 %	Continuo	0,1	49 336	Restricciones de rendimiento/2 múltiples máx.	
	Nivel mínimo de producto basado en el diámetro del tanque: Diámetro del tanque = Producto requerido							
	26" = 9"	72" = 15"	120" = 21"					
	36" = 10,5"	76" = 15,5"	126" = 21,5"					
	48" = 12"	84" = 16,5"	132" = 22"					
52" = 12,5"	96" = 17,5"	144" = 23,5"						
64" = 14"	108" = 19"							

N.º de MA Fabricante	Modelo	TIPO DE PRUEBA	Llenado mínimo	Período de prueba (consulte comentario)	UMBRAL	CAPACIDAD MÁXIMA	COMENTARIO			
20030008 Caldwell Systems Corp.	Sistema de MAT gestor del tanque	0,2	18 pulg	3 h, 15 min.		20 000	Sondas de ultrasonido			
		0,1	95 %	3 h, 15 min.		20 000	Sondas de ultrasonido			
20030007 Veeder-Root Co. Red Jacket ProPlus, ProMax	Sonda 7842 (Capacitancia) con ProPlus y ProMax	0,2	50 %	5 h	Todas las sondas tienen un umbral preestablecido que el operador no puede cambiar. Solamente aprueba o no aprueba	15 000				
	Sonda 8472 (Capacitancia) con ProPlus y ProMax	0,2	50 %	2 h						
	Sonda 8463 y 8473 (Magnetostrictivo) con ProPlus	0,1	95 %	2 h						
		0,2	Consulte a continuación	2 h						
	Sonda 8463 y 8473 (Magnetostrictivo) con ProPlus	0,1	95 %	3 h						
		0,2	Consulte a continuación	2 h						
	Sonda 8463 y 8473 (Magnetostrictivo) con DECF	0,1	95 %	2-5 h						
		0,2	5 %							
	Nivel mínimo de producto basado en el diámetro del tanque: Diámetro del tanque = Producto requerido									
	24-26"	9"	70-79"	24"		123-133"	39"			
27-36"	12"	80-90"	27"	134-143"	42"					
37-47"	15"	91-101"	30"	144-154"	45"					
48-58"	18"	102-111"	33"	155-165"	48"					
59-69"	21"	112-122"	36"	166-175"	51"					
20030004R1 Veeder-Root Co. Serie TLS (Reemplaza a 20030004)	Sonda 7842 (Capacitancia) Todos los modelos excepto el TLS2	0,2	50 %	5 h	Todas las sondas tienen un umbral preestablecido que no se puede cambiar. Aprueba o no aprueba	15 000	Nota: Las sondas de capacitancia no funcionarán correctamente cuando el contenido de etanol sea mayor a 10 %.			
	Sonda 8472 (Capacitancia) Todos los modelos excepto el TLS250, TLS250i y TLS2	0,1	95 %	2 h		15 000				
	Sonda 8463 y 8473 (Magnetostrictivo) TLS250iPlus, TLS300, TLS300i, TLS300iPlus, TLS300C	0,2	50 %	2 h		15 000				
		0,1	95 %	3 h						
	Sonda 8463 y 8473 Serie TLS 350 y TLS2	0,2	Consulte a continuación	2 h		20 000				
		0,1	95 %	2-5 h		30 000				
	Con SCALD 8463 o 8473 Serie TLS300 y TLS350	0,2 cont.	5 %			45 000 individual 37K múltiples		28 días 227 559 de rendimiento 28 días 226 848 de rendimiento		
	Diámetro del tanque = Producto requerido								Verifica el nivel de combustible.	
	24-26"	9"	70-79"	24"		123-133"		39"		No se probará si está por debajo del nivel del requisito mínimo.
	27-36"	12"	80-90"	27"		134-143"		42"		
37-47"	15"	91-101"	30"	144-154"	45"					
48-58"	18"	102-111"	33"	155-165"	48"					
56-69"	21"	112-122"	36"	166-175"	51"					
20020005R1 GILBARCO, INC.	TM-2, TM-3, EMC Sonda PA0238 (Capacitancia)	SOLAMENTE 0,2	50 %	5 h	Todas las sondas tienen un umbral preestablecido que no se puede cambiar. Aprueba o no aprueba	15 000				
	TM-2, TM-3, EMC SONDA PA0264 (Capacitancia)	0,2	50 %	2 h		15 000				
	TM-2, TM-3 Sondas PA0265 y PA0300 (Magnetostrictivo)	0,1	95 %	2 h		15 000				
		0,2	Consulte a continuación	2 h		15 000				
	EMC Sondas PA0265, PA0300 (Magnetostrictivo)	0,1	95 %	3 h		20 000				
		0,2	Consulte a continuación	2 h						
	EMC con DECF	0,1	95 %	2-5 h						
	Sondas PA0265, PA0300 (Magnetostrictivo)	0,2 cont.	5 %	na		No se probará si está por debajo del nivel	Agregado múltiple 45K, 37K	Rendimiento 227 559 individual Agregado 226 848		
	Diámetro del tanque = Producto requerido									
	24"-26"	9"	70"-79"	24"		123"-133"	39"			
27"-36"	12"	80"-90"	27"	134"-143"	42"					
37"-47"	15"	91"-101"	30"	144"-154"	45"					
48"-58"	18"	102"-111"	33"	155"-165"	48"					
59"-69"	21"	112"-122"	36"	166"-175"	51"					

N.º de MA Fabricante	Modelo	TIPO DE PRUEBA	Llenado mínimo	Período de prueba (consulte comentarios)	UMBRAL	CAPACIDAD MÁXIMA	COMENTARIO
20020004 EBW, Inc.	AUTOSTIK II y JR con Sonda Serie 960/961	0,2	50 %	4 h	0,1	15 000	La prueba se puede realizar en un tanque a la vez.
		0,1	95 %	4 h	0,05	15 000	
		0,2	30 %		0,07	30 000	
	NOTA: Las sondas series EBW 970 y 973 son solamente para mediciones de inventario, no para detección de fugas. Consulte 990053 para AUTOSTIK						
20010019 Emco Electronics	EECO TLM 1000, 3000	0,2	14 %		0,1	20 000	Consulte 20030003 para EECO 1500, 2000, SLD
		0,1	95 %		0,05	20 000	
990053 EBW, Inc.	Autostik (serie 950) SOLAMENTE	0,2	10 %	4 h	0,1	15 000	
		0,1	95 %	4 h	0,05	15 000	
Consulte 20020004 para AUTOSTIK II y Jr							
990047 The Marley Pump Co. Red Jacket	RLM5000, RLM5001, RLM9000	0,2	50 %	Prueba de tiempo no disponible.	0,058	15 000	Todas las sondas son magnetostrictivas o de ultrasonido. No hay números de sondas disponibles.
		0,1	95 %		0,05	15 000	
	ST1400, ST1401, ST1401L, ST1800, ST1801, ST1801L, Prolink Ultra PROLINK	0,2	15"	0,09	73 500		
		0,1	95 %	0,05	73 500		
960043 OMNTEC	OEL 8000 Las sondas son magnetostrictivas	0,2	50 %		VARIABLE	15 000	Las pruebas se inician manualmente. No hay números de sondas disponibles.
	0,1	95 %		VARIABLE	15 000		
960037 Controles inteligentes	INCON TS-2000	0,2	50 %		0,058	15 000	Sondas de nivel magnetostrictivas o digitales No hay números de sondas disponibles.
		0,1	95 %		0,058	15 000	
950069 Sistemas de ingeniería	DECAF	0,2	7 %			30 000	Rendimiento máximo mensual de 108K
		0,2	90 %		0,1	15 000	
950056 PC Interactivo	AINLAY TANK MASTER TANK MASTER JR	0,2	50 %		0,05	75 000	
		0,2	20 %		0,05	30 000	
940078 Sensores universales	TICS 1000	0,2	90 %		0,1	15 000	
930080 Andover Controls Corp.	TMU & INFINITY	0,2	50 %		0,2	15 000	
		0,1	95 %		0,1		
930071 Tidel Engineering	EMS 3500	0,2	15 %		0,1	15 000	
		0,1	95 %		0,05	15 000	
	EMS 2000 y EMS3000	0,2	50 %		0,05	15 000	
930058 L&J Environmental	MCG 1100, 8100	0,2	50 %		0,1	15 000	
		0,1	95 %		0,05	15 000	
920092 Ronan Engineering	API/RONAN	0,2	10 %		0,1	15 000	
		0,1	95 %		0,05	15 000	
920052 Alert Technologies	SMART STICK I 2000	0,2	50 %	1-15 h	0,1	15 000	
920030 MagneTek Controls	7021	0,2	10 %	6 h	0,2	15 000	Sonda n.º 7030
		0,1	95 %	12 h	0,1	15 000	
910107 Wm. Wilson's Sons Inc.	GASBOY TMS 500	0,2	50 %	3 h	0,2	15 000	Sondas desconocidas.
		0,1	95 %	9 h	0,1	15 000	Sonda Magnetostrictiva
910093 Mallory Controls	IMAGE	0,2	90 %		0,1	15 000	

## **APÉNDICE 2: Procedimiento de la prueba de funcionamiento del medidor automático de tanques**

La Regla 0400-18-01-.04(1)(a)2 requiere que el equipo de detección de fugas se instale y calibre de conformidad con las indicaciones del fabricante y se opere y mantenga de conformidad con uno de los siguientes:

- Las indicaciones del fabricante;
- Un código de práctica desarrollado por una asociación reconocida a nivel nacional o un laboratorio de pruebas independiente; o
- Requisitos determinados por la División que no protegen menos la salud humana y el medioambiente.

Los propietarios y/u operadores están obligados a probar la funcionalidad del Medidor automático de tanques (MAT) anualmente de conformidad con la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)3. Los siguientes componentes y criterios deben inspeccionarse y probarse para su correcto funcionamiento:

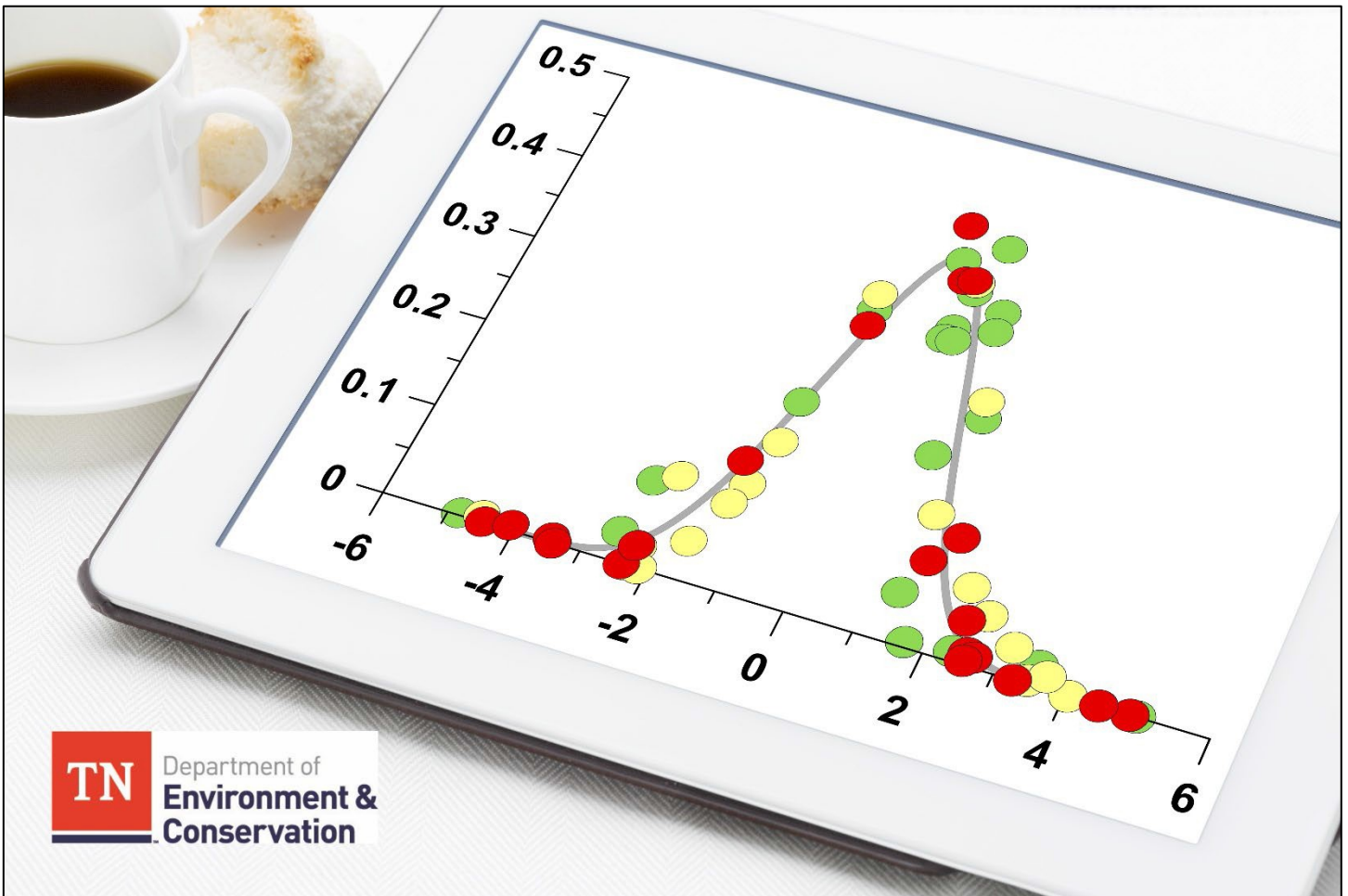
- Consola del MAT y otros controladores: prueba de alarma; verificar la configuración del sistema; prueba de la batería de respaldo;
- Sondas y sensores: inspeccione si hay acumulaciones de residuos; asegúrese de que los flotadores se muevan libremente; asegúrese de que el eje o esté dañado; asegúrese de que los cables no estén torcidos ni rotos; pruebe el funcionamiento de la alarma y la comunicación con el controlador.

Siga los pasos descritos a continuación para asegurarse de que se cumplan los requisitos anteriores y que el MAT funcione correctamente.

- A. Inspección de la consola
  1. Registre la fabricación y el número de modelo del MAT.
  2. Confirme que las alarmas estén operativas y sean audibles y/o visibles para el operador de la instalación.
  3. Confirme que la consola está en un circuito eléctrico dedicado.
  4. Pruebe la batería de respaldo de conformidad con las indicaciones del fabricante.
- B. Recolecte y revise los datos
  1. Revise el inventario y los informes de configuración del sistema. Registre la versión del software y la información del tipo de prueba. Asegúrese de que la consola esté programada correctamente de conformidad con las indicaciones del fabricante y realice pruebas de fugas de 0,2 gph. Adjunte el informe de configuración al informe de la prueba del MAT.
  2. Revise los informes de antecedentes de alarmas y alarmas activas para verificar que no haya advertencias o alarmas de detección de fugas activas o recurrentes. Documente los posibles problemas en la sección de comentarios.
  3. La alarma de nivel alto de agua no debe exceder las 2 pulgadas para todos los tipos de combustible, excepto para el combustible que contiene un 10 % de etanol o más, debe establecerse en 0,25 pulgadas.
- C. Inspección de la sonda
  1. Registre el número, el volumen (galones), el diámetro (pulgadas) y el número de serie de la sonda de cada compartimento del tanque.
  2. Inspeccione el cableado en busca de torceduras y roturas. Asegúrese de que los empalmes de cables, los ojales y las juntas de la tapa estén en su lugar y asegurados.



- D. Inspección del flotador
  - 1. Los flotadores se mueven libremente y no tienen corrosión ni residuos.
  - 2. Mida la altura del agua y el combustible en el tanque. Asegúrese de que los niveles coincidan con las alturas del inventario del MAT.
  - 3. Baje el flotador de combustible y suba el flotador de agua para garantizar que se activen las alarmas adecuadas.
- E. Vuelva a instalar la sonda. Asegúrese de que la tapa de la sonda y la conexión del cable estén firmes. Verifique que la comunicación con la consola sea correcta.



# Conciliación estadística de inventarios

## Manual de inspección estandarizada

### Sección 3.3

Departamento de Medioambiente y Conservación de Tennessee

División de tanques de almacenamiento subterráneo

Reglas vigentes a partir del 13 de octubre de 2018

Última edición del documento: 17 de junio de 2022

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

# Índice

Índice.....	i
1. EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD .....	2
2. PROPÓSITO .....	2
3. AUTORIDAD .....	2
4. APLICABILIDAD .....	2
5. INTRODUCCIÓN .....	3
6. DEFINICIONES.....	3
7. REQUISITOS .....	5
8. SISTEMA DE DETECCIÓN CONTINUA DE FUGAS EN EL TANQUE.....	7
9. INFORMES DE SDCFT .....	7
10. CONSERVACIÓN DE REGISTROS.....	8
11. INFORMES .....	10
12. REFERENCIAS .....	10
13. APÉNDICES.....	10
APÉNDICE 1 .....	11
APÉNDICE 2.....	14
APÉNDICE 3.....	15



**ESTADO DE TENNESSEE**  
**DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN**  
**DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO**

**CAPÍTULO TÉCNICO 3.3**  
**CONCILIACIÓN ESTADÍSTICA DE INVENTARIOS (CEI)**

**1. EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Este documento es solamente una guía y no afecta a los derechos u obligaciones legales. Las decisiones de la agencia en cualquier caso concreto se realizarán aplicando las leyes y las regulaciones aplicables a los hechos específicos. La mención de nombres o productos comerciales no constituye un respaldo o recomendación de uso.

**2. PROPÓSITO**

El propósito de este capítulo técnico es ayudar al personal de la División de tanques de almacenamiento subterráneo (División) a comprender los requisitos reglamentarios de la Conciliación estadística de inventarios (CEI) y brinda una guía sobre las prácticas aceptables para usar este método de detección de fugas. Describirá las prácticas de la CEI para el proveedor de la CEI y servirá como guía para los inspectores.

Este capítulo técnico contiene la política actual de la División basada en los estatutos y reglamentos que rigen el programa de Tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo de Tennessee. Este documento sustituye a todas las versiones publicadas anteriormente. La versión más actualizada de este capítulo técnico se publicará y estará siempre disponible en el sitio web de la División.

**3. AUTORIDAD**

Todas las reglas consultadas en este capítulo técnico se encuentran en el Capítulo 0400-18-01 y están disponibles en el sitio web de la División de tanques de almacenamiento subterráneo en <https://publications.tnsosfiles.com/rules/0400/0400-18/0400-18.htm>

**4. APLICABILIDAD**

La CEI se puede utilizar en todos los sistemas de tuberías y/o tanques de almacenamiento subterráneo (UST) de petróleo instalados antes del 24 de julio de 2007 como método principal de detección de fugas (se requiere monitoreo intersticial para tanques o tuberías instaladas a partir del 24 de julio de 2007<sup>1</sup>). Los resultados de detección de fugas del monitoreo mensual de la CEI pueden incluir la tubería del producto; sin embargo, también se requiere un medio de detección de fugas catastróficas en la línea, como un detector de fugas en línea mecánico o electrónico, en todas las tuberías presurizadas según las Reglas .04(2)(b)1.(i) y .04(4)(a) cuando la CEI se utiliza para el seguimiento mensual.

La CEI solamente puede usarse como un método de monitoreo mensual y no puede usarse como un método de prueba de estanqueidad de tanques o líneas como se describe en las Reglas .04(3)(b) y .04(4)(b).

---

<sup>1</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(1)(c)

## 5. INTRODUCCIÓN

La CEI se realiza utilizando un software de computadora que analiza los datos diarios de inventario, entrega y distribución recopilados durante un período de tiempo (que no debe exceder los treinta (30) días) para determinar si el sistema de UST tiene fugas. Cada día de funcionamiento, las mediciones del nivel del producto se realizan con una varilla de medición o un dispositivo electrónico, como un medidor automático de tanques, en conformidad con las Reglas .04(3)(e)1. y .04(4)(d)1. El propietario/operador deberá mantener los registros completos de todos los datos de suministro y entrega.<sup>2</sup>

Existen empresas (“proveedores de CEI”) especializadas en realizar la CEI. Si el propietario/operador de un tanque contrata una de estas empresas, el propietario/operador del tanque enviará los datos de la CEI aplicables a dicha empresa de conformidad con un calendario establecido por el proveedor (que no debe superar los 30 días). Esos datos son analizados por un proveedor de la CEI y se envía un informe con los resultados al propietario/operador del tanque. Como alternativa, hay algunos proveedores de CEI que ofrecen versiones de su programa de CEI como software empaquetado que puede ser operado por una persona calificada en una computadora personal. Esos sistemas a veces se denominan sistemas de CEI “autónomos” y están diseñados para realizar una evaluación de la CEI de los datos introducidos por el propietario/operador sin la ayuda de un analista de datos de la CEI externa. Un propietario/operador que utilice los sistemas de CEI “autónomos” no puede realizar modificaciones en el software y solamente puede utilizar el sistema tal y como está diseñado, por lo que no puede hacer nada que altere la sensibilidad del método o afecte la probabilidad de detección o la probabilidad de falsa alarma<sup>2</sup>. Cualquier modificación de programación o actualización del software que afecte la probabilidad de detección (Pd) o la probabilidad de falsa alarma (Pfa) debe ser realizada por el desarrollador del método de CEI el propietario actual del método de CEI y puede requerir una revisión y/o certificación adicional por parte de terceros.<sup>3</sup>

En algunos casos, un proveedor de CEI puede haber concedido una licencia a una empresa local (licenciatario) para que opere su programa de CEI en lugar de enviar los datos directamente a la oficina central del proveedor de CEI. En virtud de estos acuerdos, solamente las personas adecuadamente capacitadas en el análisis de datos por el proveedor de CEI deben tener la capacidad de participar en cualquier selección de datos o determinación mensual de resultados de CEI cuando se opera el programa de CEI.

## 6. DEFINICIONES

La **Tasa de fuga calculada** puede denominarse “tasa de fuga” o “tasa de fuga estimada”, es un número calculado que determina la diferencia con respecto a cero (0) galones por hora (gph). Para determinar la CEI, la tasa de fuga se compara con el umbral de fuga (consulte la definición más adelante). Si la tasa de fuga calculada para la CEI es mayor que el umbral, entonces el informe de CEI debe indicar un “no aprueba”<sup>4</sup>; sin embargo, si es menor al umbral es un “aprueba”.<sup>5</sup> Los proveedores de CEI deben utilizar un **método** cuantitativo<sup>6</sup> e indicar la **tasa de fugas calculada** en los resultados de la CEI.<sup>7</sup>

Las tasas de fugas calculadas pueden indicarse con un signo positivo o negativo adelante y algunos resultados pueden indicarse como “ganancia” o “tendencia creciente”. Una ganancia podría deberse a la dilatación térmica del producto, a un error de medición o posiblemente a la intrusión de agua. Independientemente de si la tasa de fuga calculada es positiva o negativa, si el valor absoluto de la tasa de fuga calculada es mayor al umbral, el resultado de la CEI debe declararse “no aprueba”<sup>8</sup> y las reglas de la División requieren que se trate como una sospecha de fuga.<sup>9</sup>

---

<sup>2</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)2.

<sup>3</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)5.

<sup>4</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(3)(e)4.(ii) y .04(4)(d)4.(ii)

<sup>5</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(3)(e)4.(i) y .04(4)(d)4.(i).

<sup>6</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(3)(e)4 y .04(4)(d)4.

<sup>7</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(3)(e)3. y .04(4)(d)3.

<sup>8</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(3)(e)4.(ii) y .04(4)(d)4.(ii)

<sup>9</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(3)(e)6.(i) y .04(4)(d)6.(i)

**No concluyente** significa que la calidad de los datos no proporcionará un resultado concluyente. Un resultado no concluyente puede deberse a varias condiciones y no significa que un sistema de UST tenga fugas; simplemente significa que los datos son de calidad inferior y no es posible una determinación concluyente. El propietario/operador debe investigar las causas de los resultados no concluyentes.<sup>10</sup> La mayoría de los proveedores de CEI tienen un procedimiento para investigar los resultados no concluyentes y muchas veces un proveedor puede aconsejar a los propietarios de los tanques por qué los resultados no fueron concluyentes de acuerdo con las características de los datos. En las Reglas .04(3)(e)6., .04(4)(d)6. de la División y en este capítulo técnico se describe la forma en que el propietario/operador debe tratar los resultados no concluyentes.

**Umbral de fuga** (a veces llamado “umbral”). Es el punto de referencia que utiliza el método de CEI para declarar un “aprueba” o “no aprueba”.

- Si la tasa de fuga calculada es **mayor que** el umbral (0,1 gph), entonces el resultado correcto de la CEI sería un “no aprueba” según las Reglas .04(3)(e)4.(ii) y .04(4)(d)4.(ii).
- Si la tasa de fuga calculada es **menor que** el umbral, entonces el resultado correcto de la CEI sería un “aprueba” según las Reglas .04(3)(e)4.(i) y .04(4)(d)4.(i).

El umbral se determina en la evaluación por terceros y se fija en ½ del estándar de rendimiento. Para cumplir con el estándar de rendimiento de 0,2 gph, el umbral de los métodos de CEI mensuales debe ser de 0,1 gph. Si la tasa de fuga calculada es mayor a 0,1 gph, el proveedor de CEI declarará “no aprueba”, en conformidad con las Reglas .04(3)(e)4.(ii) y .04(4)(d)4.(ii).

**La tasa mínima de fuga detectable (FMD)** es una medida de la calidad de los datos y varía en función de los datos brutos mensuales. Los datos brutos mensuales suelen denominarse conjunto de datos. Cada conjunto de datos es único y su calidad puede variar de muy buena a muy deficiente. Cuando un proveedor de CEI determina la FMD para un conjunto de datos dado, está determinando la fuga *más pequeña* que puede detectarse con la fiabilidad en el nivel de 95 % Pd y 5 % Pfa, de conformidad con la Regla .04(1)(a)4. La FMD es una técnica de filtrado que determina si los datos son aceptables para el análisis de la CEI mensual. La FMD del conjunto de datos se compara con el estándar de rendimiento del siguiente modo:

- Si la FMD es menor o igual al estándar de rendimiento (0,2 gph), el conjunto de datos es válido para el análisis mensual de la CEI.<sup>11</sup>
- Si la FMD es mayor que el estándar de rendimiento (0,2 gph), los datos pueden analizarse; sin embargo, el resultado de CEI no es válido para el análisis mensual de la CEI, ya que los datos no cumplen con el estándar de rendimiento al nivel de fiabilidad del 95 % Pd y 5 % Pfa requerido por la Regla .04(1)(a)4.

Cuando la FMD es superior al estándar de rendimiento, algunos proveedores de CEI pueden simplemente emitir un resultado no concluyente para ese conjunto de datos y no informar de una tasa de fuga calculada, ya que el resultado de la CEI no será válido.

El **estándar de rendimiento** es el criterio que debe cumplir el método para que pueda utilizarse en la detección de fugas. Es de 0,2 gph para el monitoreo mensual. Cualquier método de CEI que no pueda cumplir este estándar no es aceptable para la detección de fugas. Un evaluador externo somete el método de CEI a una serie de pruebas de acuerdo con un protocolo específico aprobado. Si el método no aprueba la evaluación por terceros que certifica su capacidad para detectar una fuga de un tamaño determinado, no podrá aparecer en la lista del Grupo nacional de trabajo para la evaluación de detección de fugas (NWGLDE), de conformidad con la Regla .04(1)(a)5. El sitio web de NWGLDE es [www.nwglde.org](http://www.nwglde.org).

La **probabilidad de detección (Pd) y la probabilidad de falsa alamar (Pfa)** son estándares de rendimiento establecidos en la Regla .04(1)(a)4. que todos los métodos de detección de fugas deben cumplir para ser considerados aceptables como métodos de UST válidos. El Pd de todos los métodos de detección de fugas debe ser al menos 95 %, que es otra forma de decir que el método es capaz de detectar

<sup>10</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.05(1)(a)3.

<sup>11</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)4.

fugas de 0,2 gph al menos 95 de cada 100 veces. Un Pfa no mayor al 5 % significa que las falsas alarmas no deberían producirse más de 5 veces de cada 100. A veces se denomina nivel de fiabilidad 95/5. La Pd y la Pfa son una medida de calidad que ayuda a garantizar que no se pasa por alto la fuga de un tamaño especificado y que el método no está declarando que los tanques herméticos están fallando.

## 7. REQUISITOS

Todos los métodos de CEI utilizados en Tennessee deben poder cumplir el estándar de rendimiento de 0,2 gph con un umbral máximo de 0,1 gph. Todos los métodos de CEI deben tener una probabilidad de detección (Pd) de al menos el 95 % con una probabilidad de falsa alarma (Pfa) no mayor al 5 %, de conformidad con la Regla .04(1)(a)4. Los métodos de CEI son evaluados por terceros para determinar si cumplen los criterios anteriores. Los métodos que cumplen los criterios se incluyen en una lista conservada por el NWGLDE que se publica en su sitio web en [www.nwglde.org](http://www.nwglde.org). Cualquier método que no aparezca en el sitio web es porque no ha sido evaluado y no será aceptado por la División como método válido de detección de fugas de conformidad con la Regla .04(1)(a)5. El NWGLDE solamente enumera los métodos de CEI, no los licenciarios individuales de los métodos.

La CEI es un método de monitoreo mensual permitido por las Reglas .04(3)(e) y .04(4)(d); por lo tanto, debe generarse un informe de CEI cada mes, de conformidad con la Regla .04(3)(e)2. y .04(4)(d)2. La simple recolección de datos brutos mensuales y su almacenamiento para su envío a un proveedor de CEI para el análisis de datos en una fecha futura no es un monitoreo mensual y constituye una infracción de las reglas del UST. Los datos brutos de la CEI deben ser analizados por el software de CEI durante el mes de recolección de datos. Se elaborará un informe de los resultados del análisis de los datos durante un período mensual de recolección de datos, de conformidad con las Reglas .04(3)(e)2. y .04(4)(d)2.

Hay una limitación de capacidad para el uso de la CEI en tanques individuales. Estas limitaciones pueden consultarse en el sitio web del NWGLDE y en el Apéndice 1 de este Capítulo técnico.

La CEI puede utilizarse en sistemas de UST múltiples si la capacidad total del sistema múltiple no es mayor que la capacidad para la que se aprobó el método. Si la capacidad del sistema múltiple es mayor que la capacidad indicada, deberá utilizarse otro método de detección de fugas.<sup>12</sup> Si se utiliza la CEI en sistemas múltiples, deben realizarse mediciones del nivel del producto en cada uno de los tanques, aunque solamente se obtendrá un único resultado de CEI para todos los tanques múltiples.<sup>13</sup>

Cuando se utilice la CEI en un sistema de UST con una válvula de mezcla en un surtidor multiproducto (MPD), el número de resultados de CEI corresponderá al número de productos que se estén mezclando. Por ejemplo, si en una instalación hay gasolina regular, de calidad media y superior, debería haber un resultado de CEI para regular y superior, aunque la instalación venda tres grados de gasolina.

Si un proveedor de CEI requiere más de un (1) mes de datos para la evaluación inicial, se realizará otro método de detección mensual de fugas durante ese período, de conformidad con las Reglas .04(3)(e)5. y .04(4)(d)5.

Los métodos de CEI deben ser **cuantitativos**. Una prueba cuantitativa informa de los resultados en términos de una tasa de fuga numérica basada en las características del conjunto de datos. Las Reglas .04(3)(e)4.(ii) y .04(4)(d)4.(ii) especifican 0,1 gph como umbral para determinar un “no aprobado”, por lo que los proveedores no podrán declarar aprobado si la tasa de fuga calculada es mayor que 0,1 gph

Las Reglas .04(3)(e)2.(i) y .04(4)(d)2.(i) requieren que los resultados mensuales de la CEI incluyan los datos brutos que se proporcionan al proveedor de CEI para generar el resultado de CEI. Para conocer los requisitos específicos, consulte la sección de **CONSERVACIÓN DE REGISTROS** más adelante.

Las Reglas .04(3)(e)1. y .04(4)(d)1. requieren que la recopilación de datos de CEI se realice de conformidad con lo siguiente:

---

<sup>12</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)5.

<sup>13</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(3)(e)1. y .04(4)(d)1.



- Las mediciones del volumen de inventario de las entradas y salidas de petróleo y de la cantidad almacenada en el tanque se registran cada día de funcionamiento (a efectos de la CEI, se entiende por día de funcionamiento cualquier día en que el tanque contenga una pulgada o más de producto);
- El equipo utilizado para realizar las lecturas diarias del inventario se encuentra en buen estado de conservación y es capaz de medir el nivel de petróleo en todo el rango de altura del tanque con una precisión de un octavo de pulgada;
- Las entradas de petróleo se concilian con las facturas de entrega midiendo el volumen del inventario del tanque antes y después de la entrega;
- Las entregas se realizan a través de una tubería de caída que se extiende hasta un (1) pie del fondo del tanque;
- Las mediciones del nivel de producto que se realicen con una varilla de medición se efectuarán a través de una tubería de caída;
- El suministro de petróleo se mide y registra de acuerdo con las normas locales de calibración de medidores o con una precisión de seis (6) pulgadas cúbicas por cada cinco (5) galones de petróleo extraído;
- Los medidores deben calibrarse al menos una vez al año. Todos los surtidores de las instalaciones de venta al por menor deben tener medidores calibrados en conformidad con las normas locales para la calibración de medidores o una precisión de seis (6) pulgadas cúbicas por cada cinco (5) galones extraídos. La División de Servicios de Regulación del Departamento de Agricultura de Tennessee establece como normativa local que personas certificadas realicen calibraciones de medidores.
- La medición del nivel de agua en el fondo del tanque se realiza y registra con una precisión de un octavo de pulgada al menos una vez al mes.

Las mediciones del nivel de producto deben realizarse **cada** día que se almacene una pulgada o más de producto en el tanque.<sup>14</sup> Esto incluye los tanques estacionales, como los de queroseno o los situados en marinas (consulte la Sección 2.2 de Sistemas de UST Atípicos), los tanques que no funcionan durante las vacaciones o las ausencias prolongadas del propietario/operador o los tanques que están temporalmente fuera de servicio. Se requiere un registro de las mediciones mensuales del nivel de agua para su revisión durante la inspección en conformidad con las Reglas .04(3)(e)1.(vi) y .04(4)(d)1.(vi).

---

<sup>14</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(3)(e)1.(i) y .04(4)(d)1.(i)

## 8. SISTEMA DE DETECCIÓN CONTINUA DE FUGAS EN EL TANQUE

El Sistema de detección continua de fugas en el tanque (SDCFT) es un método de detección de fugas aprobado por terceros que utiliza datos del MAT y de los medidores de los surtidores que se analizan estadísticamente para producir un registro mensual similar a un análisis de CEI. Estos sistemas están diseñados para funcionar de forma continua mientras el tanque está en funcionamiento normal. Estos métodos combinan las funciones de recolección automática de datos de los Sistemas de medición automática de tanques (SMAT) con el análisis estadístico de datos utilizado en los sistemas de conciliación estadística de inventarios (CEI). Esto permite que los sistemas monitoreen el tanque de forma continua, utilizando los datos recolectados continuamente. Así, estos sistemas pueden funcionar sin interferir en el funcionamiento normal del tanque. El SDCFT se utiliza habitualmente en lugares de alto rendimiento.

Las técnicas descritas en el documento de la Detección de fugas de la EPA de Estados Unidos titulado **“Procedimientos de prueba estándar para evaluar los métodos de detección de fugas: Conciliación estadística de inventarios”** fechado en mayo de 2019 como sigue:

Existen dos tipos de métodos de detección de fugas de la CEI: el tradicional y el continuo. La CEI tradicional utiliza un MAT o realiza lecturas manuales diarias del nivel de líquido del producto en el tanque y las concilia con las cantidades de producto distribuido y entregado. La CEI continua realiza la misma conciliación de productos que el tradicional; sin embargo, puede diferenciar entre fugas en la línea y en el tanque y puede compensar las variaciones de temperatura con un sistema de detección continua de fugas en el tanque (SDCFT). Para la CEI continua, los datos se recolectan de todos los dispositivos de entrada designados durante los períodos de inactividad del tanque, cuando no hay ventas ni entregas y luego los programas de software del proveedor de la CEI realizan los cálculos de la prueba de fugas cuando se registran suficientes datos.

La mayoría de los métodos de SDCFT utilizan un MAT para recolectar datos a nivel de producto; esto se considera un método de CEI híbrido. Otros métodos de SDCFT recolectan datos a nivel de producto a partir de dispositivos de entrada como totalizadores de surtidores y registros de puntos de venta. Los SDCFT se adaptan bien a las instalaciones que están abiertas 24 horas al día, 7 días a la semana, siempre que el volumen del producto vendido desde los UST no supere el límite de caudal del método de SDCFT y haya suficiente tiempo de reposo para recolectar suficientes datos.

A continuación, los métodos de CEI utilizan estos registros de inventario para realizar un análisis estadístico de las discrepancias de inventario. Los métodos de SDCFT, en comparación con las mediciones periódicas, proporcionan una mayor cantidad de datos, compensan la temperatura y suelen proporcionar mejores datos para el análisis de la CEI. Por lo general, antes de calcular la tasa de fugas se aíslan los distintos componentes que pueden contribuir a estas discrepancias. Además de calcular la tasa de fugas, algunos métodos de CEI afirman proporcionar información sobre una variedad de fuentes de imprecisiones, como el error del medidor del surtidor, el error de entrega, el error de medición manual del nivel de líquido, los efectos de la temperatura, el robo y la pérdida de vapor.

Los SMAT continuos y los sistemas de conciliación continua se enumeran en Métodos continuos de detección de fugas en el tanque en el sitio web de NWGLDE, [www.nwglde.org](http://www.nwglde.org)

## 9. INFORMES DE SDCFT

Los informes de SDCFT solamente mostrarán un solo resultado para todos los tanques que contengan ese grado de producto. Por ejemplo, si una ubicación tiene dos tanques de diésel que están agrupados, el informe de SDCFT informará un resultado para los dos tanques de diésel. Si el informe es un “fallo” para el producto diésel, entonces se deberán realizar pruebas de estanqueidad de tanques y/o líneas individuales en cada sistema de UST de diésel según lo requieran las Reglas .04(3)(e)6(i), .04(4)(d)6.(i), .05(1)(a)3. y .05(3)(a).

## 10. CONSERVACIÓN DE REGISTROS

En el momento de la transferencia de propiedad, incluida, entre otras, la venta de los sistemas de UST, se transferirán al nuevo propietario de los UST los originales y/o copias de todos los documentos necesarios para cumplir los requisitos de notificación y conservación de registros en el momento de la transferencia de propiedad. Consulte la Regla .03(2)(d).

Los propietarios y operadores de tanques de almacenamiento subterráneo que utilizan la CEI para cumplir con el requisito de detección de fugas en tanques y/o tuberías deben determinar el estado de fuga de sus tanques de almacenamiento subterráneos mensualmente después del final de la recolección de datos para ese período de tiempo.<sup>15</sup> Los propietarios u operadores del sistema de UST pueden utilizar la CEI u otro método para cumplir el requisito de detección de fugas en tanques, siempre que el método cumpla con los estándares de rendimiento especificados.<sup>16</sup> En el caso de los propietarios y operadores de sistemas de UST que utilicen métodos de CEI y que tengan dificultades para cumplir con el requisito de detección de fugas en tanques, pueden solucionarlo de la siguiente manera:

- Realizar un análisis con más frecuencia;
- Envío más rápido de los datos por vía electrónica;
- Utilizar un proveedor de CEI que ya cumpla con el requisito mensual;
- Discutir el cambio de método o los procedimientos de recolección de datos con su proveedor de CEI o con otros proveedores de CEI para cumplir con el requisito de detección de fugas o
- Seleccionar otro tipo de método de detección de fugas en conformidad con la Regla .04(1)(d)

Los propietarios y operadores de UST tienen la opción de realizar sus análisis de CEI con mayor frecuencia utilizando los datos de inventario del período de monitoreo mensual actual combinados con los datos del período de monitoreo mensual anterior. Por ejemplo, en el caso de los proveedores que requieren 30 días de datos, los propietarios y operadores de tanques podrían:

- Recolectar datos cada 20 días aproximadamente y combinarlos con 10 días aproximadamente de datos de inventarios anteriores para hacer un total combinado de 30 días de datos; y
- Recibir puntualmente los resultados sobre el estado de las fugas de sus proveedores.

Este ejemplo supone que el proveedor de la CEI utilizará los datos enviados por el propietario y el operador para el período de monitoreo anterior o que el propietario y el operador volverán a enviar los datos enviados anteriormente a su proveedor. El resultado son los análisis del estado de fugas del sistema de UST más frecuentes.

El propietario/operador recibirá el análisis de la CEI mensualmente, una vez finalizada la recolección de datos correspondiente a ese período de tiempo, según lo requieran las Reglas .04(3)(e)2. y .04(4)(d)2. El propietario/operador debe conservar los resultados de la CEI de los últimos doce meses, según lo requieran las Reglas .03(2)(b)11. y .04(5)b. El propietario/operador debe mantener un informe mensual que conste del registro de inventario utilizado (datos brutos) más la determinación de la CEI resultante, según lo requieran las Reglas .04(3)(e)2. y .04(4)(d)2. Los datos del inventario deben analizarse al menos cada mes, según lo requieran las Reglas .04(3)(e)2. y .04(4)(d)2. La no presentación mensual de los datos brutos para el análisis de la CEI no es considerada como una detección de fugas mensual y no será aceptada por la División.

Actualmente la División no requiere el uso de un formulario específico para informar los resultados de la CEI, por lo que puede haber alguna variación en la apariencia de los informes de CEI. Algunos informes de CEI pueden incluir una hoja de resumen como parte de los registros. Los informes de CEI mensuales deben presentarse en un formato establecido por la División y en conformidad con las indicaciones proporcionadas por la Regla .04(5). de la División.

---

<sup>15</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(3)(e)2. y .04(4)(d)2.

<sup>16</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)4.

Se requieren los siguientes ítems:

- Información de la instalación;
- Información del propietario;
- Nombre del método de CEI y versión utilizada;
- Nombre, domicilio y número de teléfono del proveedor de CEI;
- Fecha de generación del informe y período de tiempo/mes analizado;
- Información sobre el tanque (número de tanque, capacidad, contenido);
- La tasa de fuga mínima detectable y la tasa de fuga calculada para el conjunto de datos;
- Número de días analizado y requeridos por certificación de terceros;
- Datos brutos (lecturas diarias de la varilla a un octavo de pulgada y convertidas a galones, descargas, ventas, conciliación con el valor contable, desviaciones diarias o cualquier información adicional que solicite el proveedor de CEI); y
- El resultado puede ser “Aprueba”, “Reprueba” o “No concluyente”.

Los resultados de cada análisis de la CEI deben notificarse siguiendo las Reglas .04(3)(e)4. y .04(4)(d)4. como “Aprueba”, “Reprueba” o “No concluyente”, que se definen como:

**APRUEBA:** si el valor absoluto de la tasa de fuga calculada **es mayor que** el valor predeterminado de 0,1 gph **y** la fuga mínima detectable en los datos mensuales no supera los 0,2 gph **y** el número de lecturas diarias válidas es igual o mayor que el número requerido para un resultado válido certificado en la evaluación por terceros, los resultados podrán notificarse como “Aprueba”;<sup>17</sup>

**REPRUEBA:** si el valor absoluto de la tasa de fuga calculada **es mayor que** el valor predeterminado de 0,1 gph **y** la fuga mínima detectable en los datos mensuales es menor o igual a 0,2 gph, los resultados se notificarán como “Reprueba”;<sup>18</sup>

Si el valor **es mayor que** 0,1 gph o **se debe a una entrada de agua mensurable**, deberá notificarse como **“reprueba”** de conformidad con las Reglas .04(3)(4)4.(ii) y .04(4)(d)4.(ii) y deberán seguirse los procedimientos adecuados.

**NO CONCLUYENTE:** puede notificarse un resultado “No concluyente” si se da alguna de las siguientes condiciones:<sup>19</sup>

- a) Si no se puede calcular una tasa de fuga con los datos disponibles o
- b) No hay un número suficiente de días utilizables en un período de 30 días para que un proveedor pueda tomar una determinación dentro de los límites de certificación del 95 % Pd y 5 % Pfa; o
- c) La tasa de fuga mínima detectable (FMD) para el conjunto de datos del mes supera los 0,2 gph.

**Si un informe mensual indica un resultado no concluyente, el propietario/operador deberá aplicar inmediatamente las medidas recomendadas por el proveedor de CEI para determinar la causa del resultado no concluyente, según lo requiera la Regla .04(1)(a)2.** Si el motivo de los resultados no concluyentes es un problema mecánico, como la desviación del medidor, el propietario del tanque debe corregir inmediatamente el problema. Si el resultado de la CEI del siguiente mes **consecutivo** tampoco es concluyente, el propietario del tanque deberá notificarlo a la División como sospecha de fuga en un plazo de setenta y dos (72) horas a partir de la recepción del informe de CEI, según lo requieran las Reglas .04(3)(e)6., .04(4)(d)6. y .05(1)(a)3 y seguir con los procedimientos descritos en la sección de **NOTIFICACIÓN** que aparece a continuación.

<sup>17</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(3)(e)4.(i) y .04(4)(d)4.(i)

<sup>18</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(3)(e)4.(ii) y .04(4)(d)4.(ii)

<sup>19</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(3)(e)4.(iii) y .04(4)(d)4.(iii)

## 11. INFORMES

El propietario del tanque está obligado a informar a la División, en un plazo de 72 horas, de las siguientes condiciones como sospecha de fuga: <sup>20</sup>

- Cualquier resultado mensual de CEI que sea “Reprobado” de conformidad con las Reglas .04(3)(e)6.(i) y .04(4)(d)6.(i) o
- Cualquier segundo mes consecutivo en el que el tanque haya recibido un resultado de CEI “No concluyente” de conformidad con las Reglas .04(3)(e)6.(ii) y .04(4)(d)6.(i)(ii) o
- Presencia inexplicable de agua en el tanque de conformidad con la Regla .05(1)(a)2

## 12. REFERENCIAS

Protocolo de Evaluación de Revisión de Sistemas de detección continua de fugas en el tanque, Ken Wilcox y Asociados, 7 de enero de 2000

Introducción a la Conciliación estadística de inventarios para tanques de almacenamiento subterráneo, EPA 510-B-95-009, septiembre de 1995

Procedimientos de prueba estándar para evaluar los métodos de detección de fugas: Métodos de Conciliación estadística de inventarios, EPA/530/UST-90/007, junio de 1990

Protocolo para determinar la aplicabilidad de un método de CEI para tanques múltiples y determinar la limitación de tamaño, desarrollado bajo la coordinación del equipo de CEI del Grupo nacional de trabajo sobre evaluaciones de detección de fugas, noviembre de 1996

## 13. APÉNDICES

**APÉNDICE 1: Guía de referencia rápida del método/proveedor de CEI**

**APÉNDICE 2: Ejemplo de formulario de informe de CEI**

**APÉNDICE 3: Ejemplos de informes de CEI**

---

<sup>20</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.05(1)(a)

**APÉNDICE 1**  
**Guía de referencia rápida del método/proveedor de CEI**

Revisado en enero de 2021

Fabricante/Proveedor	Modelo	Umbral	Días de datos	Capacidad de tanque único	Capacidad de tanque múltiple agregado
ACCENT Environmental Services, Inc.	SIRmadeSimple Versión 1.0	0,05	21	45 000	4 tanques máximo = <45 000
AIUT Ltd.	Fuelprime IRC Versión 2.4	0,1	30	30 000	50 000
	Fuelprime IRC Versión 3.20	0,05	14	33 521	3 tanques máximo = <33 521
ASIS Automation and Fueling Systems, Inc.	FOX SIR V1	0,1	30	20 000	60 000
	FOX SIR V2	0,05			
Mostyle Pty. Ltd.	GreenScan SIR 3.0.1.2	0,1 0,05	30	30 000	4 tanques máximo = <45 000
Computerizing, Inc.	Computank Versión 3.0	0,05	30	18 000	no evaluado para tanques múltiples
DocCanDo, LP	DocCanDo SIR 1.0	0,1	30	32 286	32 286
EnviroSIR, LLC	EnviroSIR Versión 1.0	0,1 0,05	28	45 000	4 tanques máximo = <45 000
Fairbanks Environmental, Ltd.	Wetstock Wizard Versión 4.4	0,1	30	45 000	4 tanques máximo = <45 000
Leighton Obrien Technologies, Ltd.	Monitor/rehecho	0,05	26	33 675	5 tanques máximo = <60 000
National Environmental, LLC	Tanknetics SIR Versión 2.1	0,1 0,05	28	45 000	4 tanques máximo = <45 000
Simmons Corporation	Clearview (Versión I)	0,1	2,8 a 11,6	36 096	3 tanques máximo = <36 096
	Simmons SIR 5.7 L.M.	0,1 0,05	27	60 000	5 tanques máximo = <60 000
	Simmons SIR 5.7	0,05	30	18 000	no evaluado para tanques múltiples

Fabricante/Proveedor	Modelo	Umbral	Días de datos	Capacidad de tanque único	Capacidad de tanque múltiple agregado
SIR International, Inc.	Mitchell's SIR Program V 2.6	0,05	23	45 000	4 tanques máximo = <45 000
	Mitchell's SIR Program V 2.7	0,1	23		
Monitor de CEI	Monitor de CEI	0,05	90, luego 30	18 000	no evaluado para tanques múltiples
SIR Phoenix	SIR Phoenix	0,05	90, luego 30	18 000	no evaluado para tanques múltiples
SIR Phoenix	SIR Phoenix, LEOMA V 01.50	0,1	28	18 000	4 tanques máximo = <45 000
TeleData Inc.	TankMate SIR V4.1	0,05	15	60 000	3 tanques máximo = <60 000
Total SIR, LLC	Total SIR Versión 2.0	0,1	23	45 000	4 tanques máximo = <45 000
		0,05			
Veeder Root (Listada originalmente como Entropy Ltd.)	Precision Tank Inventory Control System Rev. 90	0,05	30	22 500	3 tanques máximo = <60 000
Veeder Root (Listada originalmente como USTMAN Industries, Inc.)	USTMAN Ver. 94.1	0,05	30	30 000	30 000
	USTMAN SIR Ver 95.2	0,05	30	60 000	4 tanques máximo = <60 000
	USTMAN 95.2A	0,1			
Veeder-Root (Listada originalmente como Watson Systems, Inc. y Environquest Technologies Ltd.)	Watson SIRAS versión 2.0	0,1	30	30 000	no evaluado para tanques múltiples
	Watson SIRAS versión 2.8.3	0,05	30	30 000	
Warren Rogers Associates	WRA Petro Network S3	0,1	6	100 000	5 tanques máximo = <100 000
	WRA SIRA System V. 5.2	0,05	30	36 000	3 tanques máximo = <36 000
	WRA SIRA System V. 5.1	0,05	30	18 000	no evaluado para tanques múltiples
SIR Phoenix	SIR Phoenix, LEOMA V 01.50	0,1	28	18 000	4 tanques máximo = <45 000
TeleData Inc.	TankMate SIR V4.1	0,05	15	60 000	3 tanques máximo = <60 000
Total SIR, LLC	Total SIR Versión 2.0	0,1	23	45 000	4 tanques máximo = <45 000

Fabricante/Proveedor	Modelo	Umbral	Días de datos	Capacidad de tanque único	Capacidad de tanque múltiple agregado
		0,05			
Veeder Root (Listada originalmente como Entropy Ltd.)	Precision Tank Inventory Control System Rev. 90	0,05	30	22 500	3 tanques máximo = <60 000
Veeder Root (Listada originalmente como USTMAN Industries, Inc.)	USTMAN Ver. 94.1	0,05	30	30 000	30 000
	USTMAN SIR Ver 95.2	0,05	30	60 000	4 tanques máximo = <60 000
	USTMAN 95.2A	0,1			
Veeder-Root (Listada originalmente como Watson Systems, Inc. y Environquest Technologies Ltd.)	Watson SIRAS versión 2.0	0,1	30	30 000	
	Watson SIRAS versión 2.8.3	0,05	30	30 000	no evaluado para tanques múltiples
Warren Rogers Associates	WRA Petro Network S3	0,1	6	100 000	5 tanques máximo = <100 000
	WRA SIRA System V. 5.2	0,05	30	36 000	3 tanques máximo = <36 000
	WRA SIRA System V. 5.1	0,05	30	18 000	no evaluado para tanques múltiples



**APÉNDICE 2**  
**INFORME MENSUAL DE LA CONCILIACIÓN ESTADÍSTICA DE INVENTARIO (CEI)**  
**MES \_\_\_\_\_ AÑO \_\_\_\_\_**

N.º DE ID DE LA INSTALACIÓN			
UBICACIÓN DEL TANQUE	Domicilio:	Ciudad:	
	Teléfono ( )	Código postal:	
PROPIETARIO DEL TANQUE	Nombre:		
	Dirección:		
	Ciudad:	Estado:	Código postal:      Teléfono: ( )
OPERADOR DEL TANQUE	Nombre:		Teléfono: ( )
Proveedor de CEI			Teléfono: ( )
Versión de CEI			Fecha del informe de la CEI:
Estándar de rendimiento		¿Cuál es el número necesario de días de inventario utilizables al mes?	
Período cubierto			

Número de tanque	Contenido del tanque	Capacidad del tanque	Número útil de registros de datos	Este mes						El mes pasado			
				Umbral de fuga	FMD	Tasa de fuga calculada	Aprueba, Reprueba, No concluyente			Aprueba, Reprueba, No concluyente			
				gph	gph	gph	A	R	N	A	R	N	
		galones	días										

Este informe puede utilizarse como ejemplo cuando se elige la Conciliación estadística de inventarios como método de detección mensual de fugas.

1. Una vez finalizada la recolección de datos correspondiente a ese período de tiempo se generará un informe mensual.
2. El resultado mensual debe notificarse como "Aprueba", "Reprueba" o "No concluyente".
3. Mensualmente debe comunicarse una "Tasa de fuga calculada".
  - a. El resultado de la prueba está "Aprobado" solamente si el valor absoluto de la tasa de fuga calculada es menor que el umbral de fuga.
  - b. Si el valor absoluto de la tasa de fuga calculada para un tanque es mayor que o igual al umbral de fuga, el resultado es "Reprobado" para ese mes.
  - c. Si la tasa de fuga mínima detectable (FMD) de un tanque es mayor a 0,2 gph y el valor absoluto de la tasa de fuga calculada es menor que el umbral de fuga, el resultado es "No concluyente" para ese mes.
4. Si el resultado mensual es "Reprobado" o si el resultado mensual es "No concluyente" durante dos meses consecutivos, el propietario/operador debe notificar a la División de tanques de almacenamiento subterráneo la sospecha de fuga en un plazo de 72 horas.

Recomendaciones/comentarios para los resultados mensuales:

---



---

Persona que realiza la evaluación		
Firma		Fecha

### APÉNDICE 3 EJEMPLOS DE INFORMES DE CEI

A continuación se presentan algunos resultados de CEI y las observaciones correspondientes a cada uno de ellos.

#### EJEMPLO 1: “Qué no hacer”

001		Informe de CEI mensual de evaluación de tanques				Fecha del informe: 08/09/2019												
Nombre de la instalación								N.º de ID:										
Ubicación del tanque		Avenida						Tel.:										
		TN																
Ubicación del propietario del tanque								Tel.:										
		FL																
OPERADOR DEL TANQUE								Tel.:										
Proveedor de CEI																		
Versión de CEI		V1.0				<ID:		Dirección del lugar:										
Período cubierto		19/08	Umbral fijo		Se requieren 23 días útiles al mes													
TANQUE				Mes actual			19/07		19/06									
ID DEL TANQUE	Producto	Tamaño máx. de CEI (gal)	Tamaño (gal)	Umbral de fuga (gph)	Tasa de FMD (gph)	Tasa de fuga calc. (gph)	Aprueba, Reprueba o No concluyente											
							A	R	N	A	R	N	A	R	N			
Sin plomo	REGULAR	45 K	10 152	0,100	0,036	0,026	X			X								
Grado medio	GRADO MEDIO	45 K	10 152	0,100	0,015	-0,022	X			X								
Premium	PREMIUM	45 K	10 152	0,100	0,031	-0,030	X			X								

Este es un informe de resumen de CEI. Observe la cantidad de información que contiene este informe, aunque no muestra los datos brutos utilizados. Se muestra la información de la ubicación, la información del proveedor de CEI, el tamaño y el grado del producto, el umbral de fuga utilizada, las FMD y las tasas de fuga calculadas y el resultado de la CEI. Este informe también indica la versión de CEI utilizada por el proveedor y el número mínimo de días útiles requerido por el proveedor.

Las FMD de estos conjuntos de datos son todos menores que 0,2 gph, por lo que las tasas de fuga calculadas son válidas. Las tasas de fuga calculadas se comparan con el umbral de fuga para determinar el resultado de la CEI.

La “fecha del informe” se realizó 8 días después del final del período mensual cubierto (19/08). Esta es una infracción de las Reglas .04(3)(e)2. y/o .04(4)(d)2.

## Ejemplo 2: "Qué no hacer"

Empresa :  
 ID del tanque :  
 Período : 26/01/19-30/03/19

Ubicación :  
 Producto : SIN PLOMO

Fechas	Ventas	Recibos	Libro	Varilla de cierre	O/S diario	Acumulativo O/S
26/01/19	1015,3	0,0		3643,0		
27/01/19	193,7	0,0	3449,3	3456,0	6,7	6,7
31/01/19	1126,3	0,0	2329,7	2373,0	43,3	50,0
04/02/19	1077,9	0,0	1295,1	1246,0	-49,1	0,9
05/02/19	254,3	0,0	991,7	973,0	-18,7	-17,8
06/02/19	288,9	0,0	684,1	659,0	-25,1	-42,9
10/02/19	1123,2	5000,0	4535,8	4529,0	-6,8	-49,7
13/02/19	752,7	0,0	3776,3	3800,0	23,7	-26,0
17/02/19	1050,2	0,0	2749,8	2769,0	19,2	-6,8
19/02/19	557,0	0,0	2212,0	2187,0	-25,0	-31,8
20/02/19	566,6	0,0	1590,4	1606,0	15,6	-16,2
21/02/19	327,3	0,0	1278,7	1220,0	-58,7	-74,9
25/02/19	1441,6	5006,0	4784,4	4840,0	55,6	-19,3
26/02/19	193,3	0,0	4646,7	4744,0	97,3	17,0
02/03/19	414,3	0,0	3356,7	3327,0	-29,7	26,8
04/03/19	579,6	0,0	2747,4	2689,0	-58,4	-31,6
06/03/19	630,5	0,0	2058,5	2138,0	79,5	47,9
09/03/19	924,9	0,0	1213,1	1108,0	-105,1	-57,2
10/03/19	408,9	0,0	699,1	820,0	120,9	63,7
11/03/19	422,7	0,0	397,3	285,0	112,3	-48,6
12/03/19	136,3	3450,0	3598,7	3800,0	201,3	152,7
14/03/19	253,5	0,0	3546,5	3565,0	18,5	171,2
16/03/19	712,1	0,0	2852,9	2689,0	-163,9	7,3
19/03/19	775,8	0,0	1913,2	1907,0	-6,2	1,1
22/03/19	851,7	0,0	1055,3	1040,0	-15,3	-14,2
23/03/19	145,9	0,0	894,1	949,0	54,9	40,7
25/03/19	522,4	0,0	426,6	332,0	-94,6	-53,9
27/03/19	325,2	3454,0	3460,8	3486,0	25,2	-28,7
30/03/19	859,2	0	2626,8	2819,0	192,0	163,5

Número de días presentados : 30  
 Ventas mínimas diarias : 136,3  
 Ventas máximas diarias : 1441,6  
 Promedio de ventas diarias : 630,4  
 Total de producto vendido : 18 912,8

Media absoluta O/S : 58,1  
 Producto mínimo en el tanque : 285,0  
 Producto máximo en el tanque : 4840,0  
 Número de entregas : 4  
 Total de producto entregado : 16 910,0

Aunque este informe de la CEI emite un APRUEBA para este tanque, fíjese en el período de referencia: 26 de enero-30 de marzo. Faltan muchos días en este período de 64 días que cubren datos. Los días 26 y 27 de enero fueron días de fin de semana y la siguiente lectura de ventas registrada fue el 31 enero que era jueves. Es poco probable que el lugar estuviera cerrado durante esos días. Hay grandes variaciones en las cifras de ventas cuando faltan días. Esto indica que los niveles de producto no se miden diariamente. Observe que la FMD está casi por encima de 0,2 gph y la tasa de fuga calculada es de 0,095 gph. Aunque estos datos se declararon "Aprobados", están muy cerca de ser un "Reprobado" en la CEI. Si este resultado corresponde al mes de marzo, el proveedor de CEI tuvo que remontarse a enero para obtener días suficientes para realizar el análisis, ya que solamente había 15 días de datos para marzo. **En este ejemplo, aunque los resultados indican un "Aprobado", el propietario/operador del tanque no está realizando la CEI correctamente; por lo tanto, los resultados no serían aceptados por la División ya que no está midiendo los niveles de producto diariamente.**



# **Contención secundaria y monitoreo intersticial**

## **Manual de inspección estandarizada**

**Capítulo técnico 3.4**

**Departamento de Medioambiente y Conservación de Tennessee División de tanques de  
almacenamiento subterráneo**

**Reglas vigentes a partir del 13 de octubre de 2018**

**Última edición del documento: 17 de junio de 2022**

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

## Índice

1.	EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD .....	1
2.	PROPÓSITO .....	1
3.	AUTORIDAD.....	1
4.	APLICABILIDAD .....	1
5.	INTRODUCCIÓN.....	2
6.	DEFINICIONES.....	3
7.	COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE CONTENCIÓN SECUNDARIA .....	5
a.	Espacio intersticial del tanque .....	6
b.	Sumideros del tanque.....	6
c.	Sumideros de los surtidores .....	8
d.	Sumideros de transición/intermedios .....	8
e.	Tuberías secundarias exteriores .....	8
f.	Racores de penetración en el sumidero (racores de terminación de tuberías secundarias) .....	8
g.	Arranques de prueba de admisión .....	9
8.	TIPOS DE MÉTODOS DE MONITOREO INTERSTICIAL ELECTRÓNICO .....	10
a.	Anular seco .....	10
b.	Hidrostática (lleno de líquido).....	10
c.	Vacío .....	10
9.	TIPOS DE SENSORES .....	11
a.	Interruptores de flotador (no discriminadores) .....	11
b.	Interruptores de flotador (discriminadores).....	11
c.	Sensores ópticos (discriminadores y no discriminadores) .....	11
d.	Conductividad eléctrica.....	11
e.	Dispositivo de monitoreo de presión.....	11
f.	Dispositivo de monitoreo de vacío.....	11
g.	Sensores hidrostáticos (llenos de líquido) intersticiales .....	11
10.	CONSOLAS DE MONITOREO .....	13
a.	Consolas de MAT .....	13
b.	Consolas independientes .....	14
11.	PROBLEMAS COMUNES CON LA CONTENCIÓN SECUNDARIA .....	14
a.	Combustible en sumideros o zonas intersticiales.....	14
b.	Filtración de agua en la contención secundaria .....	14
c.	Aislamiento incorrecto del intersticio de tuberías .....	15
d.	Degradación de las tuberías flexibles .....	17

12.	PROBLEMAS COMUNES CON LOS DISPOSITIVOS DE MONITOREO INTERSTICIAL.....	18
a.	Sensores instalados de forma incorrecta.....	18
b.	Avisos de alarma del sensor ignorados.....	19
c.	Falta de mantenimiento o pruebas periódicas de los sensores .....	19
13.	INSTALACIÓN DE CONTENCIÓN SECUNDARIA .....	19
a.	Pruebas necesarias durante la instalación.....	20
1.	Tanques de doble pared: secos (aire/vacío) o salmuera.....	20
2.	Tubería de doble pared: seca .....	21
3.	Pruebas de sumideros.....	21
b.	Lista de verificación de la instalación.....	21
c.	Pruebas de estanqueidad de tanques y tuberías durante la puesta en marcha.....	22
d.	Compatibilidad de combustibles.....	22
14.	REQUISITOS OPERATIVOS .....	22
a.	Monitoreo intersticial mensual.....	23
b.	Inspecciones de recorrido .....	23
1.	Inspecciones de recorrido mensuales.....	24
2.	Inspección de recorrido anual .....	24
c.	Requisitos de las pruebas anuales: pruebas de funcionamiento del MAT y sensores .....	25
d.	Pruebas trianuales de integridad del sumidero.....	25
e.	Métodos adicionales de las pruebas de integridad del sumidero:.....	26
1.	Prueba de contención secundaria Dri-Sump™ (Énfasis ambiental) .....	26
2.	Método de prueba de derrame/fugas de contención secundaria DP (Tecnologías de detección de fugas) .....	26
3.	Sistema de prueba de sumideros INCON TS-ST5 de Franklin Fueling System .....	27
4.	Fueling and Service Technologies, Inc. ....	27
15.	CONTENCIÓN SECUNDARIA DE DOBLE PARED .....	27
16.	APLICACIÓN DEL SENSOR DE SUMIDEROS EN INSTALACIONES DESATENDIDAS .....	28
17.	REQUISITOS PARA ESTAR TEMPORALMENTE FUERA DE SERVICIO (TOS).....	28
18.	REPARACIONES Y MANTENIMIENTO .....	29
a.	Sumideros.....	31
b.	Tuberías.....	31
c.	Sustitución del sensor de MI .....	31
19.	CONSERVACIÓN DE REGISTROS.....	31
	EJEMPLOS DE INFORMES DE ESTADO DEL SENSOR E HISTORIAL DE ALARMAS.....	33
20.	INFORMES .....	34
	REFERENCIAS.....	35
	APÉNDICES .....	36

APÉNDICE 1: Diagrama del sistema de detección de vacío de la contención secundaria .....	37
APÉNDICE 2: Descripción de los sensores .....	38
APÉNDICE 3: Informe anual de prueba de monitoreo intersticial electrónico .....	41
APÉNDICE 4: Procedimiento de prueba hidrostática de integridad del sumidero de contención .....	43
APÉNDICE 5: Procedimiento de prueba de integridad de los sumideros de bajo nivel .....	48





**ESTADO DE TENNESSEE**  
**DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN**  
**DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO**

**CAPÍTULO TÉCNICO 3.4**

**CONTENCIÓN SECUNDARIA Y MONITOREO INTERSTICIAL**

**1. EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Este documento es solamente una guía y no afecta a los derechos u obligaciones legales. Las decisiones de la agencia en cualquier caso concreto se realizarán aplicando las leyes y las regulaciones aplicables a los hechos específicos. La mención de nombres o productos comerciales no constituye un respaldo o recomendación de uso.

**2. PROPÓSITO**

El propósito de este capítulo técnico es ayudar al personal de la División de tanques de almacenamiento subterráneo (División) a comprender los requisitos reglamentarios para la instalación, el funcionamiento, la detección de fugas y los requisitos de conservación de registros para los sistemas de tanques de almacenamiento subterráneo (UST) que son de contención secundaria y se monitorean utilizando el monitoreo intersticial.

Este capítulo técnico contiene la política actual de la División basada en los estatutos y reglamentos que rigen el programa de Tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo de Tennessee. Este documento sustituye a todas las versiones publicadas anteriormente. La versión más actualizada de este capítulo técnico se publicará y estará siempre disponible en el sitio web de la División.

**3. AUTORIDAD**

Todas las reglas consultadas en este capítulo técnico se encuentran en el Capítulo 0400-18-01 y están disponibles en el sitio web del Secretario del Estado de Tennessee en <https://publications.tnsosfiles.com/rules/0400/0400-18/0400-18.htm>.

**4. APLICABILIDAD**

Este documento proporciona conocimientos técnicos y específicos de la industria en relación con la instalación, inspección y operación de los dispositivos de monitoreo intersticial (MI) para los sistemas de UST. El documento también proporciona información específica relacionada con los requisitos de monitoreo mensual de los sistemas de UST de contención secundaria. Se requiere un monitoreo intersticial continuo en todos los sistemas de UST de contención secundaria instalados a partir del 24 de julio de 2007. <sup>1</sup>Si se elige el MI como método primario

---

<sup>1</sup> Requerido por las Reglas 0400-18-01-.02(1)(c), .02(2)(a)2., .02(2)(b)2. .04(3)(d)1. y .04(4)(c)1

de detección de fugas para su uso en sistemas de UST de contención secundaria instalados antes del 24 de julio de 2007, los requisitos de la sección de detección de fugas de este documento deben aplicarse también a esos sistemas.

**Cada dispositivo utilizado para el monitoreo intersticial debe ser evaluado por un tercero y posteriormente incluido en la lista del Grupo nacional de trabajo sobre evaluaciones de detección de fugas (NWGLDE).<sup>2</sup> Todos los dispositivos de MI deben estar certificados por terceros para detectar fugas a 0,2 gph mensualmente, con una probabilidad de detección del 95 %, con una probabilidad de falsa alarma no mayor que el 5 %.<sup>3</sup> La lista de evaluaciones del NWGLDE puede consultarse en [www.nwglde.org](http://www.nwglde.org).**

## 5. INTRODUCCIÓN

El uso del MI como método de detección de fugas en sistemas de tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo (tanques y tuberías) incluye dos elementos. En primer lugar, la contención secundaria se instala en el exterior de la parte del tanque y/o tubería que habitualmente contiene petróleo. Un ejemplo de contención secundaria para tuberías es una tubería de 3 pulgadas instalada alrededor del exterior de una tubería de 2 pulgadas. La tubería de 2 pulgadas lleva el combustible del tanque al surtidor y se considera la tubería primaria (interior). La tubería de 3 pulgadas es la tubería secundaria (exterior) y es la barrera que permite que los líquidos fluyan hasta el lugar donde se encuentra un sensor. El espacio entre las paredes principal y secundaria del tanque/tubería se denomina intersticio, zona anular o espacio intersticial.

El propósito del sistema de contención secundaria es evitar que la fuga ingrese al entorno circundante y permitir que el sistema de monitoreo la detecte. La pared exterior también debe desviar los líquidos que se acumulen en el intersticio hacia el punto más bajo del sistema de contención secundaria. En el caso de las tuberías de producto, el punto más bajo suele ser el sumidero del tanque o el sumidero del surtidor. En el caso de los tanques, este lugar suele ser el fondo del tanque, en el espacio intersticial.

Además, se utiliza el sistema de monitoreo para detectar producto en el intersticio entre la pared interior y exterior del sistema de contención secundaria. Debe instalarse un dispositivo de monitoreo, como un sensor electrónico, en todos los sumideros de contención secundaria en la que pueda acumularse producto o agua, para cumplir con las Reglas .04(3)(d)1.(i) y .04(4)(c)1(i). El sistema de monitoreo debe ser un método aprobado por terceros y aparecer en el sitio web del Grupo nacional de trabajo sobre evaluaciones de detección de fugas en [www.nwglde.org](http://www.nwglde.org).<sup>4</sup>

Si el monitoreo intersticial se diseña y se ejecuta correctamente, suele detectar las fugas antes de que puedan contaminar el medioambiente. Algunos dispositivos de monitoreo intersticial utilizan sensores que indican la presencia de líquido. Otros dispositivos de monitoreo comprueban si se produce un cambio de estado que indique que puede haber un agujero en la pared interior o exterior del sistema de contención secundaria. Estas condiciones pueden incluir una pérdida de presión o un cambio en el nivel de líquido entre las paredes de un sistema contenido secundariamente.

---

<sup>2</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)5

<sup>3</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)4

<sup>4</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)5

Algunos tanques de doble pared tienen fluido, vacío o un sensor electrónico en el espacio intersticial. Un cambio en el nivel del líquido o en el vacío o una alarma del sensor electrónico puede indicar una rotura de la pared interior o exterior del tanque y se considera una condición de funcionamiento inusual que debe notificarse como sospecha de fuga.<sup>5</sup>

## 6. DEFINICIONES

**Tanque compartimentado:** un UST único que consta de dos o más compartimentos de tanques, separados entre sí por una pared o mamparo.

**Sumidero de contención:** un compartimento hermético a los líquidos que proporciona contención de cualquier fuga de producto. Los sumideros de contención se utilizan normalmente debajo de los surtidores de producto y/o para encerrar el conjunto de la bomba de turbina sumergible (BTS) y las conexiones de tuberías en la parte superior de un sistema de UST de tuberías presurizadas.

**Sensor discriminador:** un sensor con capacidad para distinguir entre hidrocarburos de petróleo y agua.

**Surtidor:** un dispositivo diseñado para transferir productos derivados del petróleo desde el UST a tanques en vehículos motorizados, tanques de equipos u otros contenedores, mientras se mide simultáneamente la cantidad de producto suministrado.

**Sensor intersticial:** un dispositivo electrónico dentro del sistema de contención secundaria (intersticio del tanque, sumidero superior del tanque, sumidero de transición o sumidero del surtidor) que está conectado a una consola de monitoreo o a otro dispositivo que emitirá una señal de alarma. El sensor alerta al operador cuando detecta la presencia de petróleo, líquido o pérdida de vacío.

**Sensor no discriminador:** un sensor que se activa en presencia de cualquier líquido.

**Racor de penetración:** una junta o dispositivo de sellado instalado en los sumideros de contención secundaria para permitir que las tuberías y las conexiones eléctricas entren en el sumidero. Estos racores permiten que la tubería entre en el sumidero de contención y que este permanezca hermético al líquido.

**Apagado positivo:** una característica opcional para sistemas de tuberías de tanques de almacenamiento subterráneo que desactiva el suministro de energía a la bomba de turbina sumergible, impidiendo el flujo de producto adicional a cualquier línea de producto conectada cuando se detecta la presencia de líquido o combustible (solamente sensores discriminadores). La regla requiere un apagado positivo para los sistemas de UST que utilizan pruebas de integridad de bajo nivel para los sumideros de contención secundaria.

**Fuga:** cualquier derrame, sobrellenado, fuga, salida, descarga, escape, lixiviación o eliminación de una sustancia derivada del petróleo de un UST, incluidas sus tuberías asociadas, en aguas subterráneas, aguas superficiales o suelos subsuperficiales.

**Detección de fugas:** un método utilizado para determinar si se ha producido una fuga de

---

<sup>5</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.05(1)(a)

petróleo del sistema de UST al medioambiente o al espacio intersticial entre el sistema de UST y su barrera secundaria inmediatamente alrededor o debajo del mismo.

**Reparación:** en el contexto del funcionamiento del sistema de UST, reparar el tanque o el componente del sistema de UST que ha causado la fuga de petróleo del sistema de UST. En el contexto de la sustitución de tuberías a partir del 24 de julio de 2007, la reparación de una parte de las tuberías en lugar de la sustitución de un tramo completo de tuberías autorizada por la División por escrito.

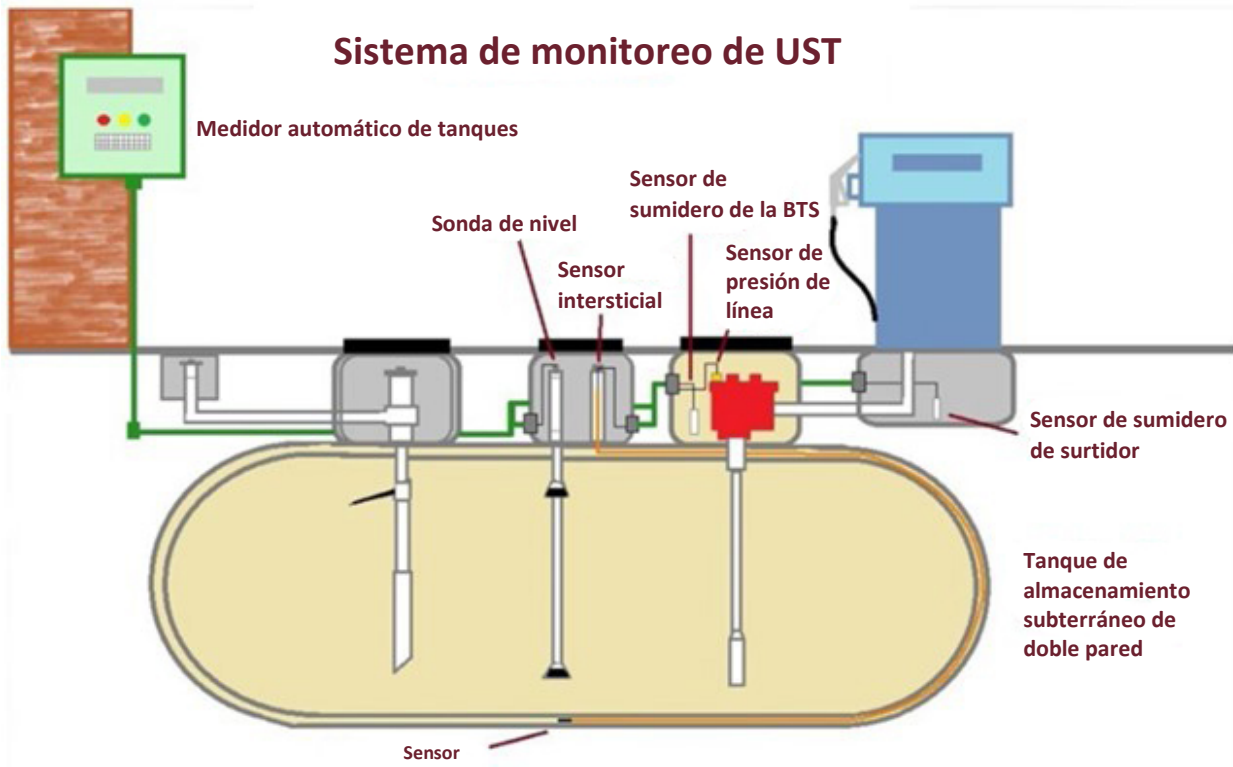
**Sustitución o reemplazo:** para un tanque: para quitar un tanque e instalar otro tanque. Para tuberías: eliminar el cincuenta por ciento (50 %) o más de las tuberías e instalar otras tuberías, excluidos los conectores, conectadas a un tanque único. En el caso de los tanques con varios tramos de tuberías, esta definición se aplica independientemente a cada tramo de tuberías.

**Contiene petróleo habitualmente:** aquellas partes del sistema de UST diseñadas para almacenar, transportar o suministrar petróleo.

**Contención secundaria:** un sistema diseñado e instalado para impedir que cualquier material que se filtre de la contención principal llegue al medioambiente. Los componentes de un sistema de contención secundaria incluyen, entre otros, tanques de doble pared, tuberías de doble pared, sumideros de tanque, sumideros de transición, sumideros de surtidores y todos sus componentes asociados.

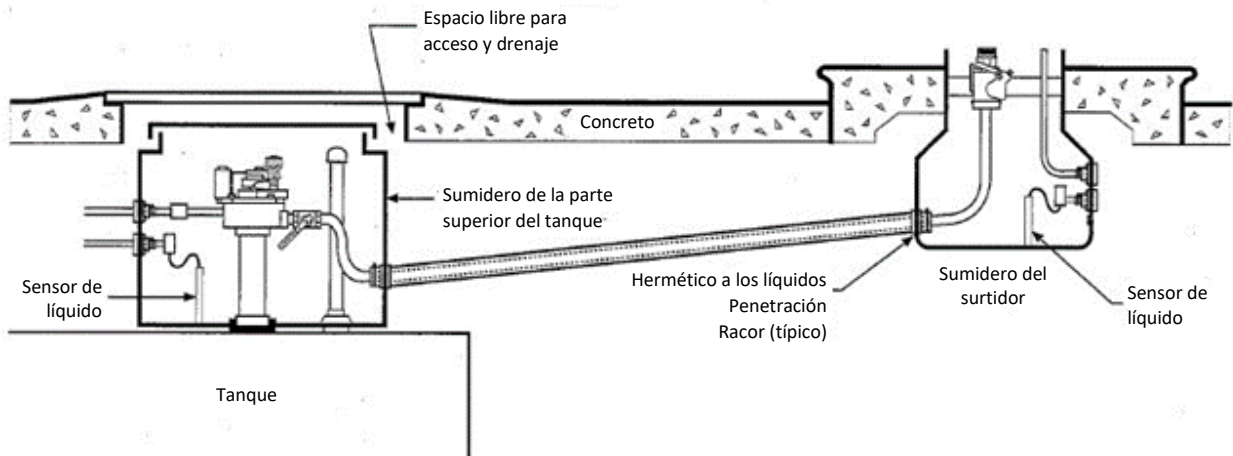
**Arranque de prueba:** un arranque que se encuentra en las tuberías de contención secundaria y es un manguito flexible generalmente de caucho con una válvula situada en la tubería en el sumidero. Se utiliza para comprobar la estanqueidad del espacio entre las paredes interior y exterior de la tubería.

## 7. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE CONTENCIÓN SECUNDARIA



**Este esquema muestra algunos usos de la contención secundaria.**

(Esquema facilitado por cortesía de CommTank)



Los sistemas de contención secundaria proporcionan una capa adicional de protección contra las fugas accidentales de petróleo al medioambiente. Deben estar diseñados para contener cualquier fuga de los tanques, tuberías o equipos asociados, permitir la detección de cualquier fuga para la recuperación del producto liberado. Consulte las Reglas .02(1)(c) y .02(2). Los sistemas de contención secundaria suelen consistir en:

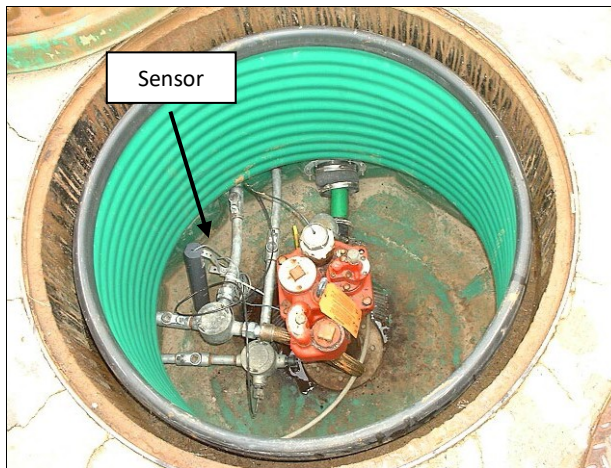
**a. Espacio intersticial del tanque**

El espacio entre la pared principal (interior) y la secundaria (exterior) de un tanque.

**b. Sumideros del tanque**

Un dispositivo de contención hermético a los líquidos que aloja una bomba de turbina sumergible (BTS) y la terminación de las tuberías de producto y está diseñado para contener temporalmente las fugas de producto. Los sumideros de los tanques también están diseñados para facilitar el acceso a la unidad principal de la bomba de turbina sumergible situada encima del tanque. El sumidero del tanque puede alojar la unidad principal de la BTS, tuberías, detectores de fugas en la línea, dispositivos de monitoreo intersticial, cableado y otros equipos. Los sumideros de los tanques suelen estar ubicados directamente encima de los UST. Las tapas de los sumideros de los tanques suelen tener un diámetro de entre 3 a 4 pies y pueden ser redondas, ovaladas, cuadradas o rectangulares. Los sumideros de los tanques deben contar con tapas que tengan una junta ajustada correctamente. Esta junta sella herméticamente al sumidero para evitar la filtración de agua superficial.





El sumidero del tanque muestra la junta de la tapa del sumidero puesta en su lugar y el sensor en la posición correcta



Sumidero de forma ovalada en la parte superior del tanque de plástico reforzado con fibra de vidrio (FRP)



Sumidero de contención debajo del surtidor poco profundo con sensor



Sumidero de la BTS típico que muestra la tapa y la cubierta del sumidero



Agua y producto en el sumidero y el sensor que se movió fuera de su lugar y no puede detectar correctamente los líquidos que se encuentran en el sumidero



Sumidero sin contención que utiliza un contenedor de plástico para evitar que el relleno caiga sobre el cabezal de la bomba. Esto no cumpliría con los estándares de instalación actuales.

**c. Sumideros de los surtidores**

Los sumideros de los surtidores están diseñados para contener cualquier fuga de producto de los surtidores de combustible o sus componentes asociados dentro del sumidero. También proporcionan acceso a una parte de las tuberías, los conectores flexibles, las válvulas de cierre y otros equipos situados debajo del surtidor. Los sumideros de los surtidores se encuentran directamente debajo de los surtidores.

**d. Sumideros de transición/intermedios**

Los sumideros de transición/intermedios son menos comunes que otros sumideros, pero pueden encontrarse a lo largo de los tramos de tuberías que conectan los tanques con los surtidores y están diseñados para proporcionar acceso a las tuberías. Los sumideros de transición se utilizan para pasar de tuberías aéreas a tuberías subterráneas o, en algunos casos, para pasar de un tipo de tubería a otro o donde puede haber una unión de tuberías. Los sumideros intermedios están situados en puntos clave del sistema de tuberías (por ejemplo, puntos bajos, ramificaciones, etc.). Las tapas de los sumideros de transición /intermedios suelen tener un diámetro de entre 3 a 4 pies y pueden ser redondas, ovaladas, cuadradas o rectangulares.

**e. Tuberías secundarias exteriores**

La zona de tuberías exteriores o subterráneas de un sistema de tuberías de doble pared está diseñada para contener una línea principal con fugas que pueda permitir que el combustible fluya a un sumidero donde pueda ser contenido o detectado. La tubería secundaria exterior puede ser prefabricada o instalarse en el lugar en conformidad con las indicaciones del fabricante. Todas las tuberías instaladas deben ser compatibles con el producto almacenado en el sistema de UST, según lo requiera la Regla .02(5). Los instaladores deben verificar la integridad de las tuberías exteriores en el momento de la instalación realizando pruebas de presión o vacío en conformidad con las indicaciones del fabricante o con la Asociación Nacional de Prevención de Incendios (NFPA).

**f. Racores de penetración en el sumidero (racores de terminación de tuberías secundarias)**

Cuando las tuberías entran en un sumidero de contención secundaria, se instalan racores de penetración en el sumidero para permitir la entrada de las tuberías. Estos racores están diseñados para proporcionar un cierre hermético a los líquidos, evitando que el combustible salga del sumidero o que entre agua. Los racores de penetración suelen ser de goma o de un material compuesto que puede degradarse con el tiempo. **Estos racores deben mantenerse según lo requieran las Reglas .02(2)(b)1.(ii), .02(2)(b)3., .02(2)(b)4. y .02(1)(c), para evitar que el combustible escape de la contención secundaria.**





Las fotografías de arriba muestran racores de penetración que están dañados y que permiten que la grava de relleno entre en el sumidero. El sumidero ya no es hermético a los líquidos.

#### g. Arranques de prueba de admisión

Estos arranques se utilizan durante la instalación para verificar la integridad de la contención secundaria introduciendo presión de aire en la zona intersticial de las tuberías. Algunos arranques de prueba pueden formar parte del propio racor de penetración (Imagen 2) o, en algunos sistemas de tuberías flexibles, se trata de un arranque independiente (Imagen 1) que puede ajustarse para que encaje en la terminación exterior de la tubería después de que entre en el sumidero. Los inspectores deben asegurarse de que los arranques de prueba se aflojen o se retiren después de la instalación **si se necesita un monitoreo intersticial para la detección de fugas.**



1. Arranque de prueba Poly-Tech APT



2. Arranque de prueba Environ Geo-Flex fijada al racor de penetración; arranque de prueba a la derecha

## **8. TIPOS DE MÉTODOS DE MONITOREO INTERSTICIAL ELECTRÓNICO**

### **a. Anular seco**

Los sensores se utilizan en sumideros o zonas intersticiales de tanques para detectar la presencia de combustible o agua. Los sistemas de monitoreo anular seco son capaces de detectar fisuras de la pared interior y el ingreso de líquido a través de las paredes exteriores de tanques, sumideros y tuberías.

### **b. Hidrostática (lleno de líquido)**

Los sensores se utilizan en una zona intersticial llena de salmuera u otro líquido aceptable que se monitorea continuamente. Si se rompe la pared exterior, la pérdida de salmuera activará un sensor hidrostático y alertará al operador del problema. Los sistemas de monitoreo hidrostáticos son capaces de detectar fisuras en las paredes interiores y exteriores de tanques, sumideros y tuberías.

### **c. Vacío**

Para los tanques de doble pared cuentan con un intersticio de vacío, el sistema utiliza el vacío generado por la bomba de turbina para mantener continuamente un vacío parcial dentro del espacio intersticial. El sistema está diseñado para activar una alarma visual y acústica y el apagado opcional de la bomba de turbina antes de que el producto almacenado pueda escapar al medioambiente. Los sistemas de monitoreo al vacío son capaces de detectar fisuras en las paredes interiores y exteriores de tanques, sumideros y tuberías. Consulte el Apéndice 1 para obtener más información.

## 9. TIPOS DE SENSORES

### a. Interruptores de flotador (no discriminadores)

Un interruptor de flotador básico consta de dos imanes, uno de los cuales está adherido en un lugar fijo dentro del sensor. Un segundo imán se adhiere a un objeto que flotará en el combustible o agua. Cuando se introduce un líquido hasta un nivel predeterminado, los imanes entran en contacto y completan un circuito eléctrico. Luego, el circuito activo es traducido como alarma por el dispositivo de monitoreo.

### b. Interruptores de flotador (discriminadores)

Un sensor discriminador puede diferenciar entre combustible y agua utilizando múltiples circuitos magnéticos en un único sensor. Debido a que el agua y el combustible tienen densidades de líquido diferentes, cada circuito magnético activará una alarma distinta.

### c. Sensores ópticos (discriminadores y no discriminadores)

Sensores que utilizan un haz de luz dirigido a una superficie reflectante en el interior del sensor. Cuando se introduce líquido, el haz de luz se refracta y se convierte en una señal eléctrica. Luego, se notifica a la consola la presencia de líquido.

### d. Conductividad eléctrica

Estos dispositivos aprovechan la conductividad eléctrica de los líquidos. Cuando un líquido entra en contacto con el sensor, se completa un puente eléctrico entre dos puntos de contacto y se envía una señal al dispositivo de monitoreo.

### e. Dispositivo de monitoreo de presión

Utiliza gas nitrógeno a presión para mantener continuamente una sobrepresión en el espacio intersticial de las tuberías de doble pared. El sistema está diseñado para activar una alarma visual y acústica antes de que el producto almacenado pueda escapar al medioambiente. El sistema es capaz de detectar fisuras tanto en las paredes interiores como en las exteriores de las tuberías de doble pared.

### f. Dispositivo de monitoreo de vacío









Utiliza el vacío generado por la bomba de turbina o una bomba de vacío externa independiente para mantener continuamente un vacío parcial dentro del espacio intersticial de los tanques y tuberías de doble pared. El sistema está diseñado para activar una alarma visual y sonora y el apagado opcional de la bomba de turbina antes de que el producto almacenado pueda filtrarse al medioambiente. Estos sistemas son capaces de detectar fisuras tanto en las paredes interiores como exteriores de tanques y tuberías de doble pared.

### g. Sensores hidrostáticos (llenos de líquido) intersticiales

Estos sistemas utilizan propilenglicol o una solución de salmuera para llenar el tanque y/o el intersticio de las tuberías. El intersticio del tanque y/o el intersticio del sumidero de doble pared (continuo con el intersticio de las tuberías) se monitorea mediante un sensor de nivel de líquido y envía una señal continua al dispositivo de monitoreo. Si se extrae líquido, se rompe el contacto eléctrico del sensor y se activa una alarma.

Consulte el Apéndice 2 para obtener información y descripciones adicionales de los sensores.

A continuación se muestran algunos ejemplos de cada tipo de dispositivo:

		
<p>Veeder-Root Sensor de tanque intersticial</p>	<p>Veeder-Root Sensor discriminador de sumidero</p>	<p>INCON Sensor no discriminador de sumidero</p>
		
<p>Veeder-Root Sensor de vacío (interfaz con el MAT)</p>	<p>INCON Sensor intersticial de salmuera</p>	<p>OPW Sensor intersticial óptico</p>
		
<p>Veeder-Root Sensor no discriminador de sumidero</p>	<p>Veeder-Root Sensor magnético de sumidero</p>	<p>Veeder-Root Sensor hidrostático</p>

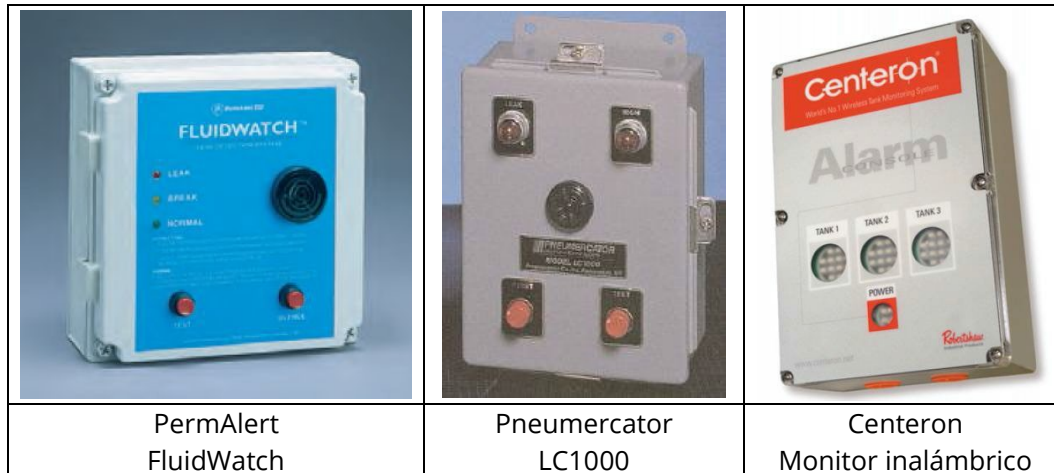
## 10. CONSOLAS DE MONITOREO

El monitoreo intersticial electrónico puede realizarse utilizando una consola de medición automática de tanques (MAT) o una consola independiente. Dependiendo del tipo de dispositivo instalado, el sistema podrá o no generar un registro en papel. La mayoría de las consolas de monitoreo independientes necesitan que el propietario/operador (P/O) registre manualmente el resultado mensual de la detección de fugas observado en el dispositivo para determinar si hay una alarma activa. A continuación se muestran algunos ejemplos de cada tipo de dispositivo:

### a. Consolas de MAT

		
<p>Veeder-Root TLS-350</p>	<p>INCON TS-1001</p>	<p>Veeder-Root LS-450 Plus</p>
		
<p>OPW ECCO 1500</p>	<p>INCON TS-2001</p>	<p>Franklin TS-550 EVO</p>
		
<p>EBW Auto Stik Jr</p>	<p>Veeder-Root TLS-4 (sin impresora)</p>	<p>OPW Integra 100</p>

## b. Consolas independientes



## 11. PROBLEMAS COMUNES CON LA CONTENCIÓN SECUNDARIA

### a. Combustible en sumideros o zonas intersticiales

La primera señal de un problema con un sistema de contención secundaria es cuando el producto derivado del petróleo se filtra del tanque principal o del sistema de tuberías. Está diseñado para permitir que el combustible se acumule en el punto más bajo, donde un sensor alertará automáticamente al operador, cuando el sistema funciona correctamente. La fuente más común de filtración de combustible en los sumideros de contención son los componentes con fugas del montaje del colector de la BTS, como detectores de fugas, elementos funcionales, juntas o sellos. Algunos componentes de la pared exterior de los sistemas de tuberías flexibles y sumideros fabricados antes del 2004 no son compatibles con el petróleo y la exposición a largo plazo puede provocar que se degraden. Si se detecta la presencia recurrente e inexplicable de combustible en cualquier parte del sistema de contención secundaria, representará una condición de funcionamiento inusual y debe notificarse a la División en un plazo de setenta y dos (72) horas como sospecha de fuga, según lo requieran las Reglas .04(1)(b), .05(1)(a)2. y 3. Las pruebas de integridad del sumidero de contención secundaria son necesarias para determinar si se filtra petróleo del sistema de UST, según lo requiera la Regla .05(1)(a)2. Si se encuentran escombros o líquidos (se aceptan pequeñas cantidades de escombros/líquido/residuos siempre que no interfieran con la colocación o el funcionamiento del sensor), deben retirarse inmediatamente y eliminarse de forma adecuada de conformidad con los requisitos locales, estatales y federales.

### b. Filtración de agua en la contención secundaria

La presencia de agua en un sumidero de contención secundaria o en el intersticio de un tanque no necesariamente puede deberse a un sistema de UST con fugas. Si las juntas de la tapa del sumidero están sueltas o faltan, pueden acumularse aguas superficiales o subterráneas y activar las alarmas de los sensores. Se debe eliminar el agua y se deben inspeccionar visualmente las tapas y todas las juntas, sellos y arranques para determinar el origen de la filtración. La filtración de agua interferirá con la correcta realización del monitoreo intersticial continuo de los sistemas de UST que utilizan el MI como detector de

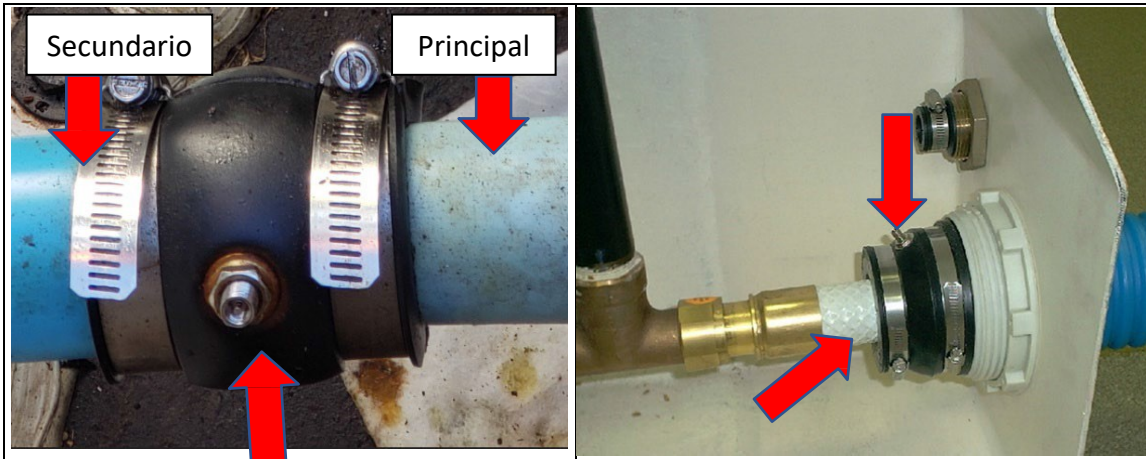


fugas. Consulte la Regla .04(3)(d)1.(ii). Si se sigue acumulando agua en el sistema de contención secundaria y no se puede eliminar la filtración, eso indica que el sistema está dañado y debe repararse para cumplir con las Reglas .02(1)(c), .02(2)(a)3. y 4, .02(2)(b)3. y 4. y .02(2)(c)1. y 3. o sustituirse de acuerdo con las Reglas .02(6)(a) a (f). La presencia recurrente de agua (no relacionada con la condensación) debe notificarse a la División como sospecha de fuga en un plazo de setenta y dos (72) horas, en conformidad con la Regla .05(1)(a)2. y 3., a menos que el dispositivo o el sistema de contención se repare o sustituya inmediatamente y un control adicional en un plazo de treinta (30) días elimine la filtración de agua en el intersticio como causa de la alarma. La División determinará si se requieren medidas adicionales en función del lugar. Una vez finalizadas las reparaciones deberán realizarse las pruebas de integridad de los sumideros de contención secundaria en un plazo de treinta (30) días en conformidad con la Regla .02(7)(d).

**c. Aislamiento incorrecto del intersticio de tuberías**

Cuando se instalan tuberías flexibles de doble pared, los fabricantes de tuberías suelen proporcionar un arranque de prueba de goma sobre las tuberías principales y secundarias dentro del sumidero de contención secundaria. Este arranque de prueba le permite al instalador presurizar la tubería secundaria para verificar la estanqueidad en el arranque. Si no se aflojan o retiran las abrazaderas de junta tórica de los arranques una vez finalizada la prueba de aire, los líquidos no podrán entrar en el sumidero de contención y ser detectados por los sensores para una detección de fugas correcta, según lo requiera la Regla .04(3)(d)1.

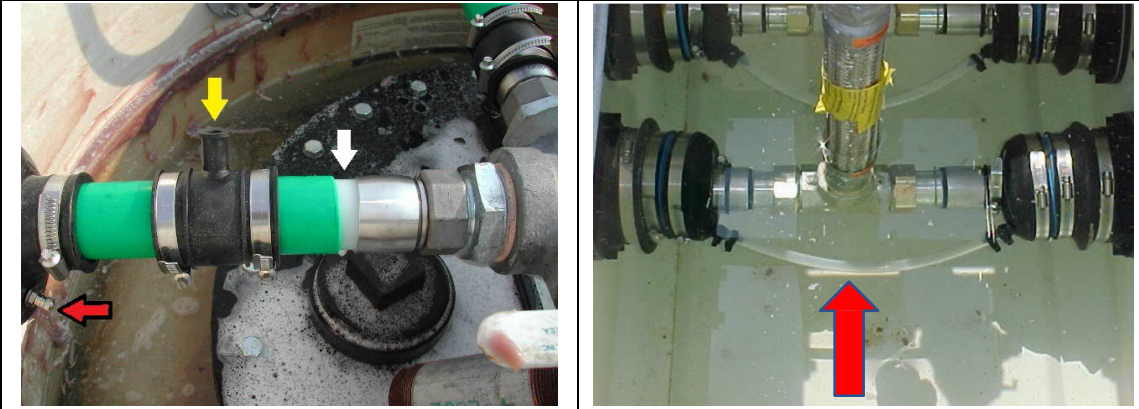
También puede existir un problema cuando un racor cerrado o un arranque de prueba cuenta con una válvula Schrader que tiene el núcleo de la válvula en su lugar. Estas situaciones requerirán que el inspector examine más de cerca. Consulte las siguientes imágenes:



La imagen de la izquierda es una tubería de doble pared de TCI. El núcleo de la válvula (flecha roja central) se utiliza para comprobar la integridad del secundario. La imagen de la derecha es una tubería flexible de pared simple dentro de un conducto.

Dado que las abrazaderas del arranque de prueba están apretadas y el núcleo de la válvula está instalado, el producto que se filtre de la tubería principal no entrará en el sumidero ni será detectado por el sensor del sumidero. La acumulación de líquido a presión en el intersticio podría provocar una fisura de la tubería de descarga y una fuga al

medioambiente que no sería detectada por este método de monitoreo intersticial.



En este ejemplo, la tubería es de doble pared. La contención secundaria la proporciona el espacio entre la capa exterior verde y la capa interior blanca (flecha blanca). La válvula Schrader (flecha roja) se utilizaría para comprobar la integridad de la tubería de descarga. Se retiró el arranque de prueba permitiendo que cualquier producto que se filtre de la tubería principal entre en el sumidero. En este caso, el arranque de prueba podría dejarse en la posición de prueba, siempre que no haya una obstrucción en la boquilla del arranque de prueba (flecha amarilla). La boquilla permite realizar una prueba de aire de la contención secundaria. Debido a que es difícil verificar si hay una obstrucción en el arranque de prueba, esta es la posición preferida del arranque de prueba a menos que se esté probando el espacio de contención secundaria.

Algunas configuraciones de tuberías de productos cuentan con tubos puente de prueba que le permiten a los instaladores verificar la integridad de la contención secundaria durante la instalación. La Regla .04(4)(c)(v) estipula la instalación de sensores en cada sumidero para monitorear la presencia de líquido. Para que el producto entre en el sumidero de contención, deben retirarse o abrirse los tubos puente para permitir que el sensor detecte cualquier posible fuga. Consulte las indicaciones del fabricante.



#### d. Degradación de las tuberías flexibles

Se ha vuelto popular instalar tuberías de plástico flexible en las instalaciones de UST nuevas porque pueden instalarse en un solo tramo de tubería sin secciones ni racores. Algunos tipos de tuberías fabricadas de plástico flexible han presentado problemas de dilatación y deformación de los racores finales cerca del tanque o surtidor debido a la incompatibilidad con el producto derivado del petróleo. Además, se ha descubierto que la degradación microbiana provoca fallas en las tuberías Enviroflex de la marca Total Containment (TCI) fabricadas antes de 1994, denominadas de 1.<sup>ra</sup> generación. Las tuberías TCI de 1.<sup>ra</sup> generación, de color amarillo, se retiraron del mercado y deben sustituirse según lo requiera la Regla .02(5) y .02(4)(b).



La imagen superior es de GeoFlex-D. Un modo de falla habitual es que las capas exteriores de las tuberías principales se dilaten y terminen partiéndose. La tubería suele estar pegajosa y esponjosa. La dilatación puede hacer que la tubería adquiera varios centímetros de longitud. A veces, este crecimiento desgarrar el arranque de la contención secundaria en la pared del sumidero y sobrecarga la válvula de corte o el conector flexible al que está unida.

En la imagen superior, la 2.<sup>da</sup> generación de tuberías Enviroflex de Total Containment. Al igual que ocurría con los problemas del GeoFlex de Environ, la tubería creció y se estiró, provocando una excesiva tensión en los racores.

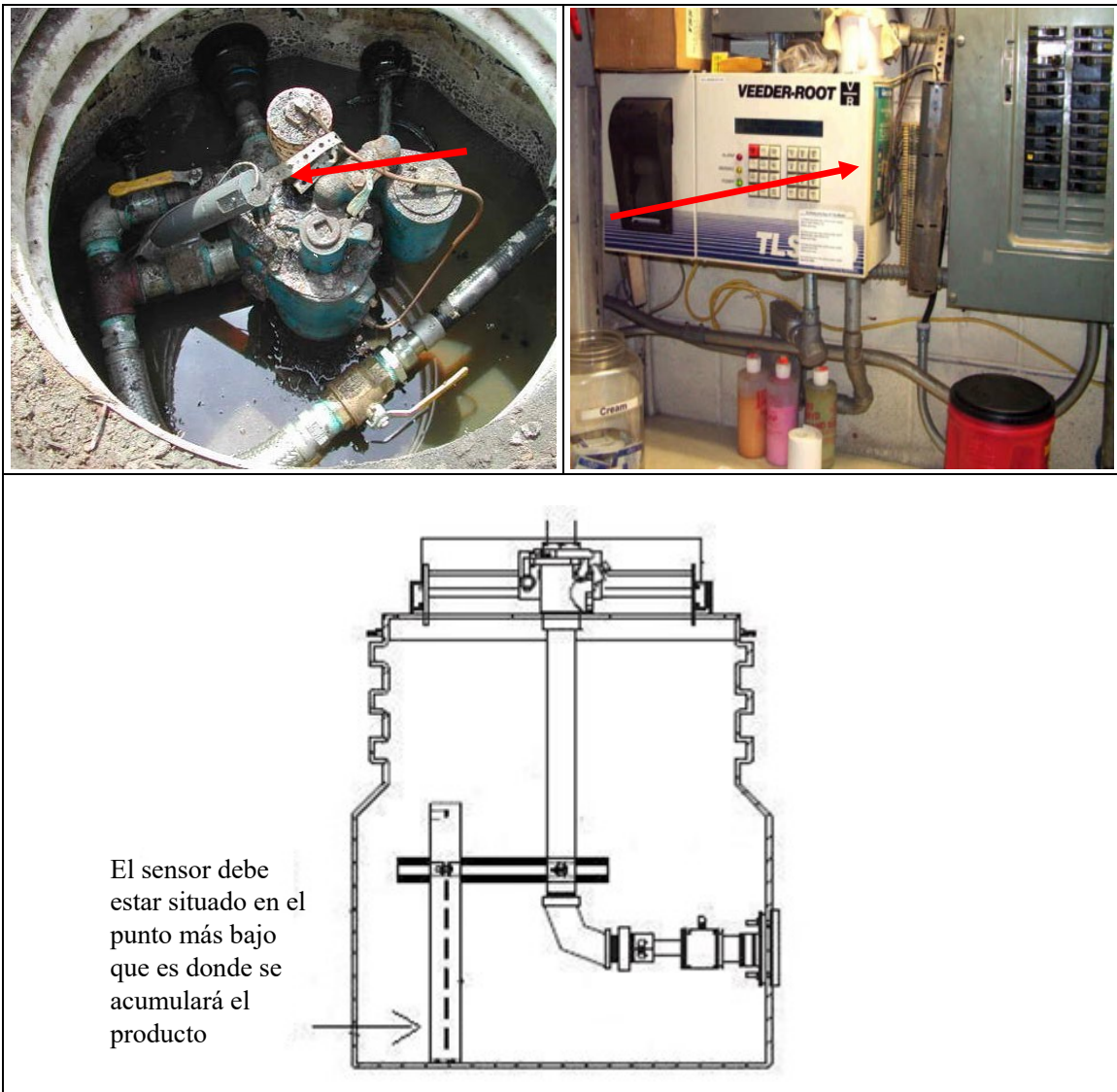
## 12. PROBLEMAS COMUNES CON LOS DISPOSITIVOS DE MONITOREO INTERSTICIAL

Todas las consolas y sensores de monitoreo intersticial deberán verificarse anualmente siguiendo las indicaciones del fabricante en conformidad con la Regla .04(3)(d)1.(iii) y los resultados deberán registrarse en el formulario CN-1339 de Informe anual de prueba de monitoreo intersticial electrónico de la División (Consulte el Apéndice 3). También puede consultar la guía del fabricante del sensor.

### a. Sensores instalados de forma incorrecta

Los sensores de tanques y sumideros deben instalarse en un lugar donde puedan detectar una pérdida de producto o líquido tan pronto como se produzca un problema para cumplir con las Reglas .02(1)(c), .02(2)(a)2., y .02(2)(b)2. y .04(3)(d)1.(i) a (iii). Los sensores mal instalados pueden hacer que una fuga no se detecte indefinidamente.

Las siguientes imágenes muestran la colocación incorrecta de los sensores:



#### **b. Avisos de alarma del sensor ignorados**

Los sistemas de MI cuentan con alarmas sonoras/visuales para alertar al operador en cuanto se detecta un problema. Si estos dispositivos se desactivan, ignoran o silencian, se considera una infracción de las Reglas .04(1)(b) y .05(1)(a)3. Los mensajes de alarmas generados desde varias consolas de MAT pueden incluir, entre otros, los siguientes:

- Alarma de combustible: el sensor discriminador detecta producto en el intersticio.
- Alarma de líquido alto: el sensor detecta ocho pulgadas de cualquier líquido utilizando un sensor no discriminador o agua utilizando un sensor discriminador.
- Alarma de líquido: el sensor detecta una pulgada de cualquier líquido utilizando un sensor no discriminador o una pulgada de agua utilizando un sensor discriminador.
- Alarma de sensor desconectado: el sensor está desconectado o no funciona.
- Alarma de cortocircuito de sensor: el sensor está desconectado o no funciona.
- Activa: se utiliza para describir cualquier tipo de alarma de sensor en el informe de antecedentes de alarmas.
- Nivel alto de salmuera: el sensor detecta un aumento del nivel de salmuera y, por lo tanto, puede indicar una fuga en el intersticio o una entrada de agua.
- Nivel bajo de salmuera: el sensor detecta una disminución del nivel de salmuera y, por lo tanto, puede indicar una fisura en la contención interior o exterior.
- El P/O debe consultar el manual del operador de su dispositivo de monitoreo específico para determinar qué significa cada alarma de su dispositivo específico y para cumplir con la Regla .04(1)(a)2(i) a (iii).

#### **c. Falta de mantenimiento o pruebas periódicas de los sensores**

Los residuos o escombros pueden acumularse en los interruptores de flotador e impedir que funcionen correctamente. Los sensores de conductividad eléctrica puede corroerse en entornos húmedos. Los sensores ópticos pueden tener una película que se acumula en el exterior de la lente y que interfiere en su funcionamiento. Deben verificarse todos los sensores durante las pruebas anuales de conformidad con el Formulario CN-1339 de Informe anual de prueba de monitoreo intersticial electrónico del MI de la División en conformidad con las Reglas .04(3)(d)1.(iii), .04(5), y .03(2)(b)11 (Consulte el Apéndice 3).

### **13. INSTALACIÓN DE CONTENCIÓN SECUNDARIA**

Las instalaciones de sistemas de UST deben certificarse<sup>6</sup> cuando se registra el sistema de UST mediante uno de los métodos siguientes:

- a. Instalador certificado por el fabricante
- b. Certificado de instalación extendido por un ingeniero profesional acreditado
- c. Instalación inspeccionada/aprobada por el personal de la División
- d. Las listas de verificación de instalación del fabricante están completas

---

<sup>6</sup> Requerido por las Reglas 0400-18-01-.03(1)(d)1. y .03(2)(a)1.

El método de certificación debe notificarse en un plazo de quince (15) días a partir del término de la instalación mediante el Formulario de Notificación de la División (CN-1260) <sup>7</sup> para el sistema recién instalado y en un plazo de treinta (30) días a partir de la finalización para cualquier cambio de estado posterior, según lo requiera la Regla .03(1)(g). Aunque actualmente la División no realiza inspecciones de certificación de instalaciones de UST, <sup>8</sup> se recomienda a los instaladores que se contacten con la oficina local de la División y les notifiquen las actividades de construcción antes de empezar a trabajar. El Formulario de Notificación previa a la instalación (CN-1288) debe presentarse quince (15) días antes de la instalación<sup>9</sup>. El personal de la División puede optar por observar y documentar el proceso de instalación para verificar el equipo instalado, el tipo de tuberías, la configuración, etc.

Tenga en cuenta que los fabricantes también pueden exigir una capacitación específica antes de instalar el sistema de UST. Los instaladores de sistemas de UST y los proveedores de servicios deberán mantener sus certificaciones actualizadas y recibir capacitación específica para instalar cualquier producto si lo requiere el fabricante.

Los siguientes requisitos de la División y del fabricante se aplican a la instalación de los tanques de doble pared, tuberías de doble pared y sistemas de contención secundaria para sistemas de tanques nuevos:

#### **a. Pruebas necesarias durante la instalación**

Las indicaciones y procedimientos de instalación del fabricante del componente UST pueden variar. En las siguientes secciones se describen los requisitos de prueba básicos que se requieren durante el proceso de instalación. Los instaladores deben seguir las indicaciones del fabricante para que el sistema esté en cumplimiento.

#### **1. Tanques de doble pared: secos (aire/vacío) o salmuera**

Los intersticios de los tanques secos suelen salir de la fábrica con el espacio intersticial al vacío. Esto permite el monitoreo durante el período de envío, manipulación e instalación. Los fabricantes deben mantener niveles mínimos de vacío y duraciones de tiempo de vacío. Si no se cumplen los requisitos mínimos de vacío o el tanque no se envía con vacío en el intersticio, el fabricante puede exigir que el tanque se someta a una prueba de aire antes de la instalación y de nuevo luego de que el relleno llegue a la parte superior del tanque.

En los sistemas de monitoreo hidrostático, el nivel del líquido en el tanque de monitoreo se mide en el punto más alto y se verifica de nuevo después de un período de tiempo establecido por el fabricante del tanque/tubería. Si no se mide ninguna pérdida de líquido, se considera que el sistema de contención secundaria es hermético. El fabricante podrá requerir que se realicen pruebas de presión de aire en el principal cuando el relleno haya llegado hasta la parte superior del tanque. Nunca debe aplicarse presión de aire en un intersticio húmedo.

---

<sup>7</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.03(1)(a)2.

<sup>8</sup> De conformidad con la Regla .03(1)(d)1.(iii)

<sup>9</sup> Requerido por las Reglas 0400-18-01-.03(1)(a)1. y .02(1)(a)

## **2. Tubería de doble pared: seca**

Después de la instalación, pero antes del relleno, los fabricantes requieren que se pruebe la estanqueidad de las tuberías principales y secundarias. Esto garantizará la integridad de las tuberías, juntas y sellos. Dependiendo del material de las tuberías y de los requisitos del fabricante, estas pruebas pueden ser neumáticas, de vacío o hidrostáticas, con presiones de prueba y requisitos de longitud variables.

## **3. Pruebas de sumideros**

Para que el sistema de UST cumpla los requisitos de contención secundaria, todos los sumideros de contención secundaria deben ser “herméticos a los líquidos” una vez finalizada la instalación.<sup>10</sup> En consecuencia, los sumideros deben someterse a una prueba hidrostática o de vacío después de que se hayan instalado todas las juntas, se hayan curado los materiales de sellado y se hayan instalado todos los racores de penetración y antes de rellenar las zanjas de tuberías en conformidad con las indicaciones del fabricante. Si no se dispone de indicaciones de instalación, consulte el procedimiento establecido en el Apéndice 4 para confirmar que todos los sumideros son herméticos a los líquidos. Si un sumidero no es hermético a los líquidos en algún momento, debe repararse o sustituirse inmediatamente y volver a probarse su integridad.

El fabricante entrega el espacio intersticial de un sumidero de doble pared en el lugar al vacío para que pueda monitorearse durante el proceso de instalación. Esto permite probar la integridad del sumidero antes de su instalación. Los fabricantes requieren que se pruebe la integridad del espacio intersticial después de la instalación de los racores y tuberías.

### **b. Lista de verificación de la instalación**

Actualmente, la División no dispone de un programa de inspección de instalaciones de UST. No obstante, el instalador debe completar determinados documentos y conservarlos durante toda la vida operativa del sistema de UST. Los fabricantes de tanques, tuberías y sumideros requieren que los instaladores que completen las listas de verificación del trabajo para validar las garantías de los productos. El propietario/operador puede optar para que un ingeniero profesional registrado (IPR) certifique la instalación en virtud de la Regla .03(1)(d)1.(ii), pero para certificar la instalación se requiere la documentación proporcionada por el IPR.

Los resultados de las pruebas se registran en la lista de verificación de instalación del fabricante o en los formularios de garantía y deben conservarse durante toda la vida operativa del sistema de UST.<sup>11</sup> En el momento de la transferencia de propiedad, incluida, entre otras, la venta de los sistemas de UST, se transferirán al nuevo propietario de los UST los originales y/o copias de todos los documentos necesarios para cumplir los requisitos de notificación y conservación de registros en el momento de la transferencia de propiedad.<sup>12</sup>

A los instaladores se les aconseja consultar las Prácticas Recomendadas PEI-RP100 del Instituto de Equipos Petroleros y las indicaciones de instalación del fabricante para obtener

---

<sup>10</sup> Requerido por las Reglas .02(2)(c)1., .04(4)(c)1(iii), and 04(4)(c)1.(iv)(I)II

<sup>11</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(1)(d)3.

<sup>12</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01.03(2)(d)

una guía sobre la instalación de los sistemas de contención secundaria y las pruebas realizadas durante la instalación.

**c. Pruebas de estanqueidad de tanques y tuberías durante la puesta en marcha**

Se requieren pruebas de puesta en marcha de la estanqueidad del tanque y la línea al finalizar la instalación y antes de suministrar combustible. Estos registros deben mantenerse durante la vida operativa del sistema de UST y transferirse en el momento de la transferencia de propiedad<sup>13</sup>. La prueba de presión de aire de la contención secundaria no puede realizarse en el lugar de la prueba de estanqueidad del tanque y la línea en la instalación. Las pruebas de puesta en marcha deben realizarse de conformidad con las Reglas .04(3)(b) y .04(4)(b). Consulte los Capítulos técnicos 3.5 de Tuberías presurizadas y 3.7 de Pruebas de estanqueidad de tanques para informarse sobre los requisitos de las pruebas de tanques y tuberías.

**d. Compatibilidad de combustibles**

Los sistemas de UST deben ser compatibles con la sustancia del derivado de petróleo almacenada. Esto incluye el tanque, tuberías, sumideros de contención, equipamiento de bombeo, equipo de detección de fugas, equipos de derrame y equipos de sobrellenado. Los sistemas que almacenen una sustancia derivada del petróleo que contenga más de un 10 % de etanol o más de un 20 % de biodiésel deberán demostrar su compatibilidad mediante una de las siguientes opciones:

- a. Equipo de UST listado o certificado por un laboratorio reconocido a nivel nacional,
- b. Aprobación del fabricante por escrito,
- c. Guía de la División u
- d. Otra opción determinada por la División que no sea menos protectora para la salud humana y el medioambiente.

Antes de poner en servicio un sistema de UST diseñado para almacenar combustibles mezclados con etanol superiores al 10 % de etanol, los propietarios de los tanques deben cumplir y presentar una **Lista de verificación de compatibilidad de equipos de etanol (CN-1285) y una Declaración de compatibilidad (CN-1283)** indicando que los componentes del sistema de UST serán compatibles con el producto almacenado.<sup>14</sup>

## **14. REQUISITOS OPERATIVOS**

El propósito de esta sección es describir los requisitos operativos de los sistemas de contención secundaria que utilizan el monitoreo intersticial para la detección de fugas. Para realizar correctamente este tipo de detección de fugas, deben cumplirse los siguientes requisitos operativos: Todos los sistemas instalados después del 24 de julio de 2007 deben comenzar inmediatamente las pruebas de integridad de los sumideros durante tres años y las inspecciones de recorrido mensuales y anuales. Los sistemas intersticiales instalados antes del 24 de julio de 2007 deben someterse a una prueba de integridad del sumidero y comenzar las

---

<sup>13</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(1)(d)5.

<sup>14</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(5)(b)

inspecciones de recorrido mensuales y anuales antes del 13 de octubre de 2021. Las pruebas y las inspecciones de recorrido de los sumideros se realizarán y registrarán de conformidad con la Regla 0400-18-01-.02(8)(a).

#### **a. Monitoreo intersticial mensual**

El monitoreo intersticial se efectuará de forma continua, como lo requiere la Regla .04(3)(g)1.(ii) y los resultados se registrarán en el formulario CN-2544, Formulario de recorrido mensual/anual de la División, según lo requieran las Reglas .04(3)(d)1.(iii), .04(5), y .03(2)(b)11.

**El monitoreo manual (visual)** no está permitido como monitoreo intersticial mensual.<sup>15</sup> El monitoreo manual no puede diseñarse, construirse e instalarse para detectar una fuga. Las inspecciones visuales o la medición manual de la contención secundaria para detectar la presencia de líquido no cumplen los requisitos de monitoreo intersticial continuo como método mensual de detección de fugas para tanques o tuberías.

**El monitoreo intersticial mensual o periódico** tampoco está permitido para los sistemas de UST que pueden generar un informe mensual de antecedentes de alarmas. Este método permite generar un informe sobre el estado del sensor en cualquier momento del período de seguimiento de 30 días, por lo que no aporta pruebas del funcionamiento continuo del dispositivo.<sup>16</sup> Si se utiliza un sistema de monitoreo independiente, pueden usarse informes mensuales del estado de los sensores para cumplir con los requisitos de detección de fugas.

**El monitoreo intersticial continuo** requiere la instalación de un sensor de líquido, vacío o hidrostático en cualquier sumidero de contención secundaria en el que pueda acumularse producto, como los sumideros de contención debajo del surtidor (CDS), los sumideros de la parte superior del tanque y los sumideros de transición. Deberá presentarse documentación que demuestre que los dispositivos de monitoreo están operativos en todo momento durante el período de monitoreo de 30 días.

Los dispositivos de monitoreo intersticial generan un informe de estado del sensor que indica si hay líquido en contacto con el sensor en el momento en que se genera el informe. Con el fin de documentar que el dispositivo de monitoreo funciona de forma continua, según lo establecido durante todo el período de monitoreo y que no se ha producido ninguna alarma, se debe generar un informe de los antecedentes de alarmas para demostrar que se cumple con los requisitos de monitoreo intersticial continuo.

#### **b. Inspecciones de recorrido**

El 13 de octubre de 2018, la División de tanques de almacenamiento subterráneo de Tennessee implementó nuevas reglas para mantener la aprobación del programa estatal con la Agencia de Protección Ambiental (EPA). Las normas de la División requieren inspecciones de recorrido de funcionamiento y mantenimiento que deben comenzar a más tardar tres (3) años después de la fecha de entrada en vigor de esta regla o el 13 de octubre de 2021. La Regla .02(8)(a)1.(i)II y (ii)(I) requiere inspecciones de recorrido mensuales de los equipos de detección de fuga e inspecciones visuales anuales de las zonas de contención. Las inspecciones de recorrido deben realizarse en conformidad con un código de prácticas

---

<sup>15</sup> Requerido por las Reglas 0400-18-01- .04(3)(e)1.(ii) y .04(4)(d)1.(ii)

<sup>16</sup> Requerido por las Reglas 0400-18-01-.04(3)(d)1. y .0400-18-01-.04(4)(c)1,

estándar desarrollado por una asociación reconocida a nivel nacional, una práctica reconocida a nivel nacional (PEI) o en un formato establecido por la División.<sup>17</sup>

## **1. Inspecciones de recorrido mensuales**

El equipo de detección de fugas debe verificarse mensualmente para garantizar que funciona sin alarmas y que no representa ninguna condición de funcionamiento inusual. Revisar y confirmar que los registros de detección de fugas están actualizados y completos. Las sospechas de fugas deben registrarse y, en caso necesario, notificarse a la División. Los registros de las inspecciones de recorrido mensuales deben conservarse durante un (1) año.<sup>18</sup> Consulte la sección sobre conservación de registros para obtener información adicional.

## **2. Inspección de recorrido anual**

Los sumideros de contención secundaria utilizados para el monitoreo intersticial deben inspeccionarse visualmente todos los años. Los resultados de la inspección se registrarán en el Formulario de Inspección de recorrido mensual/anual (CN-2544) de la División. La inspección de recorrido anual de los sistemas de contención secundaria debe incluir, entre otras cosas:

- i. El estado de las paredes, el suelo, la tapa y las juntas del sumidero (sin agujeros ni fugas visibles).
- ii. Las tapas y juntas del sumidero están en condiciones adecuadas para evitar la entrada de agua.
- iii. Los arranques de prueba del sumidero están sueltos y permiten una comunicación abierta con la tubería secundaria.
- iv. Todos los racores de penetración dentro del sumidero parecen ser herméticos a los líquidos.
- v. Los sensores están instalados en cada sumidero y se colocan en el punto más bajo del sumidero.
- vi. Cualquier líquido (agua o combustible) que se observe en el sistema de contención debe retirarse inmediatamente.
- vii. Los indicios de escape de producto del sistema de UST deben comunicarse a la División en un plazo de setenta y dos (72) horas.
- viii. Si el contenedor es de doble pared y tiene monitoreo intersticial, verifique si hay fugas en la zona intersticial

Los sumideros de contención están diseñados como contenedores de derrames, no como contenedores de almacenamiento de producto y/o agua. El líquido presente en los sumideros de contención de líquido deberá eliminarse. Se investigará y resolverá el problema inmediatamente. Si el problema se ignora, el sumidero y/ o sus componentes asociados y las tuberías del producto pueden resultar dañados, anulando cualquier garantía proporcionada por el fabricante. Los fabricantes, como parte del mantenimiento rutinario, suelen requerir que se inspeccionen y limpien los sumideros,

---

<sup>17</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01.02(8)(a)2.

<sup>18</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01.03(2)(b)



eliminando todo el líquido y los escombros.

Nota: La integridad de los sumideros de contención secundaria de doble pared debe inspeccionarse igualmente durante las inspecciones de recorrido. Los sumideros de contención que no se utilicen para el monitoreo intersticial deben ser verificados visualmente para detectar daños, fugas en la zona de contención o fugas al medioambiente. Se eliminarán el líquido o los escombros en los sumideros de contención.<sup>19</sup>

La documentación de las inspecciones anuales de los sumideros de contención secundaria se conservarán por un (1) año, de conformidad con las Reglas .02(8)(a)1. y .02(8)(b).

**c. Requisitos de las pruebas anuales: pruebas de funcionamiento del MAT y sensores**

Se debe verificar anualmente la funcionalidad del medidor de tanques automático de conformidad con las Reglas 04(3)(d)1.(iii), .03(2)(b)11. y .04(5). Un técnico calificado debe realizar la revisión del funcionamiento e incluir las alarmas, la configuración del sistema, la configuración de los sensores y la prueba de la batería de respaldo. Para el cumplimiento de este requisito, utilice el Informe anual de las pruebas de funcionamiento del medidor automático de tanques CN-2624 de la División. Conservar las 3 últimas pruebas anuales de funcionamiento del MAT.

Se verificará anualmente la funcionalidad de todos los sensores de MI de conformidad con las recomendaciones del fabricante para la realización de pruebas correctamente. Los resultados se registrarán en el Informe anual de prueba de monitoreo intersticial electrónico CN-1339 de la División (consulte el Apéndice 3). Consulte las Reglas .04(3)(d)1.(iii), .03(2)(b)11. y .04(5). Conservar las 3 últimas Pruebas anuales de función de los sensores.

**d. Pruebas trianuales de integridad del sumidero**

Los sistemas que utilicen MI para la detección de fugas en las tuberías deben realizar pruebas de integridad de los sumideros cada tres (3) años<sup>20</sup> y conservar dichos informes de pruebas hidrostáticas de los sumideros durante tres (3) años.<sup>19</sup>

Las pruebas de los componentes de la contención secundaria de los sistemas de UST pueden realizarse utilizando los procedimientos de pruebas específicas del Instituto de Equipos Petroleros: Prácticas Recomendadas de la PEI-RP1200, edición 2012 o posterior a un método de prueba aprobado por terceros del NWGDLE. Deberá conservarse la documentación adecuada de dichas pruebas en conformidad con los requisitos de conservación de las Reglas .02 y .03.

Antes de comenzar cualquiera de los procedimientos que se indican a continuación, se debe eliminar de forma segura cualquier cantidad de agua o producto libre y los sumideros de contención secundaria deben secarse y limpiar a fondo para garantizar que el petróleo no contamine el agua usada como medio de prueba. El Informe de la Prueba de integridad hidrostática del sumidero de contención puede encontrarse en el Apéndice 4 de este

---

<sup>19</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01.02(8)(a)1(ii)(I)

<sup>20</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01.04(4)(c)1.(iv)(I)II.

<sup>19</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01.03(2)(b)2

documento.

Algunas instalaciones que son capaces de utilizar el apagado positivo del flujo de producto pueden optar por usar el Procedimiento de prueba hidrostática de nivel bajo que se encuentra en el Apéndice 5 de este documento. Los lugares que utilicen pruebas de sumideros de nivel bajo deberán ser aprobados por la División.

**e. Métodos adicionales de las pruebas de integridad del sumidero:**

**1. Prueba de contención secundaria Dri-Sump™ (Énfasis ambiental)**



El sistema de pruebas de contención secundaria Dri-Sump utiliza un aditivo patentado a base de glicol que se introduce en cada sumidero o cubo de derrame que se va a examinar. Antes de las pruebas, se instalan una serie de puertos de prueba a menos de 18 pulgadas de cada dispositivo. Se utiliza una bomba de vacío conectada a cada puerto de prueba para aplicar vacío durante un período de tiempo específico en función del tamaño del dispositivo que se está probando. Un técnico calificado utiliza un indicador láser para detectar la presencia de humo en la cámara de prueba de vacío. Este procedimiento de prueba es de aplicación limitada cuando hay aguas subterráneas poco profundas en las proximidades del sumidero de contención o del cubo de derrames. En este caso debe seguirse un procedimiento de prueba hidrostática convencional.

**2. Método de prueba de derrame/fugas de contención secundaria DP (Tecnologías de detección de fugas)**



La prueba de contención secundaria de fugas DP consiste en la instalación de un sello hermético al vacío y el uso de vacío dentro del sumidero o la tapa del cubo de derrames. Antes de la prueba, se limpia la zona de la superficie del dispositivo y se le

aplica líquido jabonoso en aerosol a la zona de la superficie que se está probando. A continuación, el técnico de pruebas utiliza imágenes de cámara de alta resolución para inspeccionar la superficie en busca de la presencia de burbujas que son las que indicarían un resultado de la prueba deficiente. Este método de prueba no requiere el uso de agua y está incluido en la lista del NWGLDE con una tasa de fuga de 0,1 gph con una probabilidad de detección del 100 %.

### 3. Sistema de prueba de sumideros INCON TS-ST5 de Franklin Fueling System

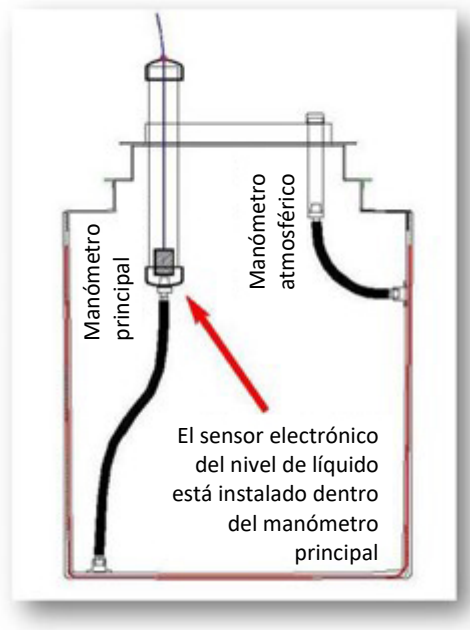
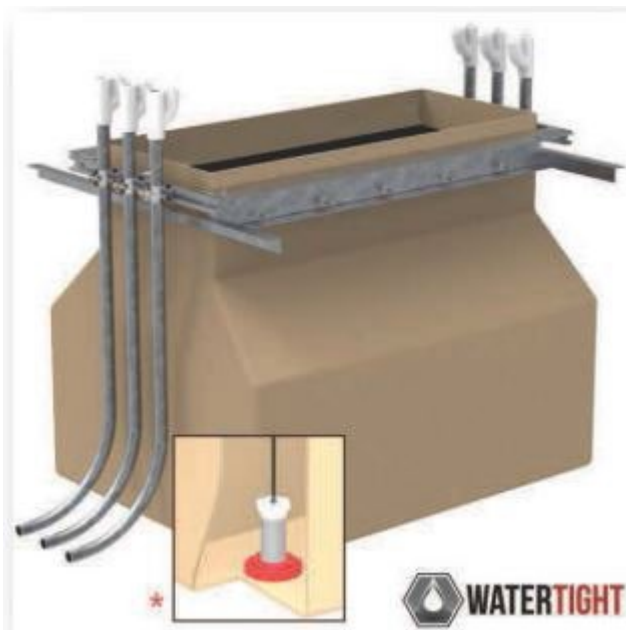
Sistema de prueba de sumidero INCON TS-ST5: un método de prueba acelerado certificado por el NWGLDE que utiliza una prueba hidrostática que se basa en PEI-RP1200. El dispositivo utiliza una sonda magnetostrictiva para medir la subida o bajada del nivel de líquido en el sumidero. El tiempo de prueba es de 12 minutos y puede utilizar hasta 4 sondas a la vez.

### 4. Fueling and Service Technologies, Inc.

Hydro-Tite: un método de prueba acelerado certificado por el NWGLDE que utiliza una prueba hidrostática que se basa en PEI-RP1200. El dispositivo utiliza una sonda magnetostrictiva para medir la subida o bajada del nivel de líquido en el sumidero. El tiempo de prueba es de 15 minutos y puede probar hasta 4 sumideros a la vez.

## 15. CONTENCIÓN SECUNDARIA DE DOBLE PARED

Los sistemas de UST con sumideros de contención secundaria de doble pared equipados con vacío o salmuera en el espacio intersticial y sensores intersticiales en el intersticio principal o secundario no necesitan realizar pruebas de integridad de los sumideros cada tres (3) años (consulte la Regla .04(4)(c)1). Sin embargo, el sensor debe probarse en forma anual.<sup>20</sup>



Imágenes por cortesía de Bravo Containment Solutions

<sup>20</sup> Requerido por la Regla 0400-18-18-01-.04(1)(a)3.



Puerto de inspección del sensor del sumidero de doble pared Containment Solutions

## 16. APLICACIÓN DEL SENSOR DE SUMIDEROS EN INSTALACIONES DESATENDIDAS

En las aplicaciones de monitoreo intersticial, los sensores de sumideros son capaces de señalar la detección de líquido en los espacios intersticiales; sin embargo, las Reglas .02(2)(a)4 y (b)4 también contienen una disposición que requiere que el producto fugado se contenga hasta que pueda retirarse. No basta con que los sensores se limiten a hacer sonar una alarma cuando se detecten líquidos, sino que también deben tomarse medidas para detener el flujo adicional de producto, de conformidad con la Regla .04(3)(d)1.(iii), hasta que pueda investigarse la alarma y, si es evidente que se produjo una fuga en las tuberías, puede efectuarse una reparación de las mismas. En el caso de las instalaciones sin personal, no es posible esto, ya que no hay nadie presente para desactivarlas y que investigue. Por lo tanto, los sensores de sumidero en instalaciones sin personal deben hacer esto de una de dos maneras cuando se detecta líquido en un sumidero o en un espacio de contención secundaria:

1. Si se detecta líquido en el sumidero, los sensores del sumidero conectados a una consola del MAT deben cortar la alimentación (apagado positivo) de la bomba de turbina sumergible e impedir cualquier transferencia adicional de combustible.
2. Cuando se detecta líquido, los sensores de los surtidores independientes (no conectados a una consola del MAT) deben desactivar el funcionamiento del componente o componentes que están monitoreando.

Las alarmas no garantizan que el producto que se filtra al espacio intersticial se contenga hasta que pueda eliminarse. Es necesario el apagado positivo porque las alarmas pueden pasar desapercibidas, no ser atendidas, las alarmas pueden silenciarse y una fuga podría continuar sin disminuir. Si los sensores están configurados para interrumpir el flujo de producto, se deben minimizar las fugas y los daños al medioambiente hasta que se investigue y solucione la condición de alarma.

## 17. REQUISITOS PARA ESTAR TEMPORALMENTE FUERA DE SERVICIO (TOS)

Cuando un sistema de UST se cierra temporalmente y almacena combustible, los propietarios, operadores, y/u otras partes responsables deberán continuar con el funcionamiento y mantenimiento de la detección de fugas, de conformidad con las Reglas .04 y .17. Sin embargo, la detección de fugas, las pruebas de funcionamiento y mantenimiento y las inspecciones de las Reglas .02 y .04 no son necesarias si el sistema de UST está vacío.<sup>21</sup> El sistema de UST (tanques, tuberías y sumideros de contención) está vacío cuando se ha eliminado todo el material de forma que no quede más de 2,5 cm (o una pulgada) de residuos en el sistema.

<sup>21</sup> Requerido por la Regla 0400-18-18-01-.07(1)(a)

Cuando un sistema de UST está temporalmente cerrado por tres (3) meses o más, los propietarios, operadores, y/u otras partes responsables deben dejar abiertas y en funcionamiento las líneas de ventilación y tapar y asegurar todas las demás líneas, bombas, bocas de acceso y equipos auxiliares.<sup>22</sup> Este requisito incluye los sumideros de contención.

La Regla 0400-18-18-01.07(1)(a) exige a los sumideros del cumplimiento de los requisitos de pruebas de funcionamiento y mantenimiento de detección de fugas, pero no de los requisitos de instalación descritos en la Regla 0400-18-18-01-.02. Los surtidores instalados a partir del 24 de julio de 2007 deben ser de contención secundaria.<sup>23</sup> El surtidor, la parte superior del tanque y los sumideros de transición deberán ser herméticos a los líquidos en los costados, en la parte inferior y en cualquier racor de penetración. Si en una observación visual el sumidero del surtidor no parece ser hermético a los líquidos, deberá repararse.<sup>24</sup>

## 18. REPARACIONES Y MANTENIMIENTO

Los componentes de los sistemas de UST se fabrican para cumplir los estándares de compatibilidad con el petróleo establecidas por Underwriters Laboratories (UL), de conformidad con la EPA y otros organismos de implementación. Cualquier reparación posterior de los componentes diseñados para contener o transportar líquido o detectar una fuga (tanques, sumideros de contención, dispositivos de prevención de derrames, etc.) también deben cumplir estos estándares y seguir una práctica reconocida establecida para tal efecto. El siguiente cuadro contiene prácticas de la industria y las prácticas reconocidas a nivel nacional para los procedimientos de instalación, mantenimiento y reparación de los sistemas de UST:

Componente del sistema de UST	Número del documento	Nombre de práctica reconocida/estándar
Tanques de acero	API STD 1631	Revestimiento interior e inspección periódica de tanques de almacenamiento subterráneo
	STI SP 131	Estándar para la inspección, reparación y modificación de tanques subterráneos fabricados en taller para el almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles
	UL-58	Estándar para tanques subterráneos de acero para líquidos inflamables y combustibles
Tanques de fibra de vidrio	Instituto de tanques y tuberías de fibra de vidrio RP-T-95-1	Reacondicionamiento de tanques de almacenamiento subterráneo de plástico reforzados con fibra de vidrio
	UL-1316	Estándar para tanques de almacenamiento subterráneo de plástico reforzado con fibra de vidrio para productos derivados del petróleo, alcoholes y mezclas de alcohol y gasolina
	UL-1856	Sistemas de RetroFit interno para tanque de combustible subterráneo
Sumideros de	NLPA/KWA	Estándar para el mantenimiento preventivo,

<sup>22</sup> Requerido por la Regla 0400-18-18-01.07(1)(b)

<sup>23</sup> Requerido por la Regla 0400-18-18-01.07(1)(b)

<sup>24</sup> Requerido por las Reglas 0400-18-18-01-.02(2)(b)(ii) y .02(2)(c)1

<b>Componente del sistema de UST</b>	<b>Número del documento</b>	<b>Nombre de práctica reconocida/estándar</b>
contención secundaria	Estándar 823	reparación y construcción en el lugar de sumideros de petróleo
	UL-2447	Resumen de la investigación sobre sumideros de contención, racores y accesorios para combustibles
Tuberías de acero	Las secciones de tuberías de acero no pueden sustituirse y deben reemplazarse por material fabricado con material compatible con UL-971.	
Tuberías de plástico reforzadas con fibra de vidrio	RP 1997-5	Estándares para tuberías y tanques de plástico termoresistentes reforzados con fibra de vidrio
	UL-971	Estándar para tuberías subterráneas no metálicas para líquidos inflamables
Tuberías de plástico flexible	No se permiten reparaciones, las secciones de tuberías dañadas deben sustituirse de conformidad con las especificaciones del fabricante. Todos los sistemas de tuberías de plástico flexible utilizados para sistemas de UST deben cumplir los estándares UL-971 para tuberías no metálicas para líquidos inflamables.	
Cubos de derrame	Consulte al fabricante del cubo de derrames si se permiten las reparaciones de recambio. Algunos componentes de recambio, como insertos o juntas, pueden ser aprobados antes de su sustitución.	
Racores complementarios, válvulas y selladores de roscas	UL-2447	Resumen de la investigación sobre sumideros de contención, racores y accesorios para combustibles

La reparación y el mantenimiento de los componentes de la contención secundaria utilizadas para el monitoreo intersticial se realizarán de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, una práctica reconocida a nivel nacional, como la NLPA 823 o la guía proporcionada por la División, de conformidad con las Reglas .04(3)(d)1.(iii), .04(5), .03(2)(b)8. y (11). y .02(7)(h). Deben realizarse reparaciones de los componentes de la contención secundaria para prevenir eficazmente las fugas durante la vida operativa del sistema de UST. Sin indicaciones específicas del fabricante, la División también reconoce el uso de componentes de reparación de "recambio" de terceros fabricantes que cumplan con los estándares UL de compatibilidad y construcción con el petróleo. Estándares de reparación reconocidas a nivel nacional como el "Estándar 823 de la NLPA/KWA: Estándar para el mantenimiento preventivo, reparación y construcción en el lugar de sumideros de petróleo" puede utilizarse para reparar los sumideros de contención existentes en caso de que el fabricante original del sumidero no ofrezca opciones de reparación.

Los tipos de materiales utilizados para la reparación de los sumideros de contención fabricados con plástico reforzado con fibra de vidrio incluyen resinas copoliméricas que son compatibles con los productos derivados del petróleo. Estos materiales suelen evaluarse y aprobarse de conformidad con el UL-2447. Las reparaciones de sumideros de fibra de vidrio suelen realizarse limpiando y preparando la superficie de fibra de vidrio con abrasión y uniendo una malla de fibra de vidrio con una resina copolimérica. Dependiendo del tamaño y la forma de la reparación, es posible que se necesite más calor o tiempo de curado para que el agente adhesivo de la resina se seque por completo.

Las reparaciones de sumideros no aprobadas por el fabricante que utilicen componentes homologados por el UL requieren la aprobación previa de la División, la prueba de compatibilidad con las sustancias derivadas del petróleo almacenadas y la realización de pruebas de integridad una vez finalizadas, de conformidad con las Reglas 0400-18-01-.02(5)(b) y 0400-18-01-.02(7)(d).

**a. Sumideros**

Las reparaciones de las zonas de contención secundaria de los tanques y tuberías utilizados para el monitoreo intersticial y de los sumideros de contención utilizados para el monitoreo intersticial de las tuberías deberán someterse a una prueba de estanqueidad de la contención secundaria según las indicaciones del fabricante y en conformidad con las guías proporcionadas por la División en un plazo de treinta (30) días a partir de la fecha de finalización de la reparación.<sup>25</sup> Se conservarán los registros de la sustitución de tanques, tuberías y/o surtidores durante la vida operativa del sistema de UST.<sup>26</sup>

**b. Tuberías**

Conforme a las Reglas .02(6)(c) y (d), la División podrá autorizar reparaciones de tuberías que no se consideren una sustitución. Las solicitudes de reparación de tuberías deben presentarse por escrito al responsable de medioambiente de la División en la Oficina Central antes de iniciar la reparación, de conformidad con la Regla .02(6)(d)2. Las reparaciones de las tuberías deben realizarse de acuerdo con las especificaciones del fabricante, de conformidad con las Reglas .02(1)(b) y .02(7)(c). Todas las tuberías reparadas deberán someterse a una prueba de estanqueidad en un plazo de treinta (30) días a partir de su finalización, de conformidad con la Regla .02(7)(d). Consulte el Capítulo técnico 3.5 de Pruebas de estanqueidad de tuberías y conductos presurizados para obtener más información.

**c. Sustitución del sensor de MI**

Los sensores deben ser mantenidos y reparados oportunamente para obtener un informe de estado del sensor en un plazo de treinta (30) días. Las reparaciones de los sensores deben ser aprobadas por escrito por el fabricante.

**19. CONSERVACIÓN DE REGISTROS**

Los resultados de los registros mensuales de monitoreo intersticial y los registros de detección de fugas deben conservarse durante al menos un (1) año, de conformidad con las Reglas .03(2)(b)11., .04(3)(d)1.(iii) y .04(5)(b) y deben registrarse en el Formulario CN-2544, Formulario de recorrido mensual/anual de la División.

Los siguientes informes se generarán mensualmente para demostrar el cumplimiento de los requisitos de monitoreo intersticial continuo:

1. Informes mensuales del estado del sensor (adjuntos al Formulario de recorrido mensual/anual)

---

<sup>25</sup> Requerido por la Regla .02(7)(d)

<sup>26</sup> Requerido por la Regla .02

2. Informe de antecedentes de alarmas (adjunto al Formulario de recorrido mensual/anual)
3. Registros de alarmas registradas en las páginas 4 y 5 del Formulario de recorrido mensual/anual
4. La documentación de todas las reparaciones completadas, facturas de servicio o sustitución del equipo de detección de fugas si se indica una alarma (adjunto al Formulario de recorrido mensual/anual)

Si el MI se realiza mediante un sensor independiente que no está conectado a un medidor automático de tanques, como en un surtidor, no habrá un registro electrónico para dichos sensores independientes para adjuntar al Formulario de recorrido mensual/anual. Este formulario aún debe usarse para registrar los resultados mensuales del MI para sensores independientes.

Los registros de las pruebas anuales de monitoreo intersticial deben registrarse en el Formulario CN-1339 de la División, Informe anual de prueba de monitoreo intersticial electrónico (consulte el Apéndice 3) y conservarse durante al menos tres(3) años de conformidad con la Regla .04(5)(b)2.

Los registros de todas las calibraciones, mantenimiento y reparaciones de los equipos de detección de fugas ubicados permanentemente en el lugar deben conservarse durante al menos un (1) año después de que se complete el trabajo de servicio, de conformidad con la Regla .04(5)(c). Las declaraciones de desempeño por escrito relacionadas con los sistemas de detección de fugas deben conservarse durante cinco (5) años a partir de la fecha de instalación o hasta que el método de detección de fugas ya no se utilice, lo que ocurra más tarde de conformidad con la Regla .04(5)(a).

Los registros deben conservarse en el lugar del UST y estar inmediatamente disponibles para su inspección por parte de la División o en una ubicación alternativa de fácil acceso y deben proporcionarse para ser inspeccionados a pedido por la División. Consulte las Reglas .03(2)(c)1 y .03(2)(c)2.

En el momento de la transferencia de propiedad, incluida, entre otras, la venta de los sistemas de UST, se transferirán al nuevo propietario de los UST los originales y/o copias de todos los documentos necesarios para cumplir los requisitos de notificación y conservación de registros en el momento de la transferencia de propiedad. Consulte las Reglas .03(2)(d), .04(3)(d)1.(iii) y .04(5)(b).



## EJEMPLOS DE INFORMES DE ESTADO DEL SENSOR E HISTORIAL DE ALARMAS

<pre style="font-family: monospace; font-size: 0.9em;"> INCON INTELLIGENT CONTROLS INC P. O. BOX 638 SACO ME 04072 1-800-984-6266  08/01/1998      12:16 PM  <b>SENSOR STATUS REPORT</b>  SENSOR NO. 1 SENSOR 1 OK  SENSOR NO. 2 SENSOR 2 OK  SENSOR NO. 3 SENSOR 3 OK  SENSOR NO. 4 SENSOR 4 OK  SENSOR NO. 5 SENSOR 5 OK  SENSOR NO. 6 SENSOR 6 OK  SENSOR NO. 7 SENSOR 7 <b>STANDARD SENSOR ACTIVE</b>  SENSOR NO. 8 SENSOR 8 <b>LOW BRINE LEVEL ACTIVE</b>                 </pre>	<pre style="font-family: monospace; font-size: 0.9em;"> AUG 30, 2010 13:13 LIQUID STATUS ----- AUG 30, 2010 13:13  L 1:DISP 1-2 SENSOR NORMAL  L 2:DISP 3-4 SENSOR NORMAL  L 3:DISP 5-6 SENSOR NORMAL  L 4:DISP 7-8 SENSOR NORMAL  L 5:DISP 9-10 SENSOR NORMAL  L 6:DISP 11-12 SENSOR NORMAL  L 7:DISP 13-14 SENSOR NORMAL  L 8:DISP 15-16 SENSOR NORMAL  L 9:PREM INTERSTITIAL SENSOR NORMAL  L11:UNLEAD ANNULAP SENSOR NORMAL  L12:DIESEL STP SUMP SENSOR NORMAL  L13:PREM STP SUMP SENSOR NORMAL  L14:UNLD STP SUMP SENSOR NORMAL  ***** END *****                 </pre>	<pre style="font-family: monospace; font-size: 0.9em;"> INCON INTELLIGENT CONTROLS INC P. O. BOX 638 SACO ME 04072 1-800-984-6266  01/04/1999      2:22 PM  <b>SENSOR ALARMS</b>  01/04/1999      2:20 PM HIGH BRINE LEVEL SENSOR 16 SENSOR NO. 16  01/04/1999      2:20 PM DRY WELL SENSOR 12 SENSOR NO. 12  01/04/1999      2:20 PM HIGH BRINE LEVEL SENSOR 8 SENSOR NO. 8  01/04/1999      2:19 PM STANDARD SENSOR SENSOR 15 SENSOR NO. 15  01/04/1999      2:19 PM STANDARD SENSOR SENSOR 7 SENSOR NO. 7  01/04/1999      2:12 PM DRY WELL SENSOR 4 SENSOR NO. 4                 </pre>
Informe de estado del sensor INCON TS-1001	Veeder-Root TLS-350 Informe de estado líquido	Historial de alarmas de los sensores INCON TS-1001

## 20. INFORMES

**Se informará a la División en un plazo de setenta y dos (72) horas cuando haya sospechas de fugas o confirmadas resultantes de cualquiera de las siguientes condiciones:**

- La alarma del sensor indica la presencia de líquido, a menos que la alarma se investigue inmediatamente (dentro de las 72 horas), el estado de la alarma se resuelva y no se encuentre evidencia de fuga de petróleo del sistema de UST. Si la alarma o el líquido vuelve a ocurrir dentro de los treinta (30) días, el estado de alarma no está resuelto. Consulte las Reglas .04(1)(b) y .05(1)(a)2. y 3.
- Presencia inexplicable de combustible en la contención secundaria o sumidero no indicado por una alarma. Consulte la Regla .05(1)(a)2 (i) a (iii).
- Presencia recurrente de agua o alarma de sensor fuera de servicio, a menos que el dispositivo o la contención se investiguen inmediatamente (en un plazo de 72 horas), se reparen o sustituyan y un monitoreo adicional en un plazo de treinta (30) días no indique filtración de agua en el intersticio. Consulte la Regla 05(1)(a)2 (i) a (iii) y 3.
- La evidencia de una fuga al medioambiente desde un sumidero o intersticio de contención secundaria debe notificarse de conformidad con las Reglas .05(1)(a)1. y .06(3)(a).

En el caso de los sistemas de UST instalados el 24 de julio de 2007o posterior a eso, si el monitoreo intersticial no se puede realizar de acuerdo con la Regla .04(3)(d)1. debido a una falla de la contención secundaria o del sistema de MI y no se puede reparar o sustituir como lo permiten las Reglas .02(6) y (7), la parte del sistema de UST que ya no se pueda monitorear deberá cerrarse permanentemente siguiendo las partes aplicables de la Regla .07.

## REFERENCIAS

- NFPA 30 Instalación de Tanques Subterráneos, Capítulo 4 Tanque de almacenamiento
- Instituto de equipos de petróleo: prácticas recomendadas del PEI-RP100, edición 2005
- Instituto de equipos de petróleo: prácticas recomendadas del PEI-RP1200, edición 2017
- Sistemas de UST de EPA de Estados Unidos: Inspección y mantenimiento de sumideros y cubos de derrames, ayuda práctica y lista de verificación, mayo de 2005
- Guía de instalación de sensores de bandeja de surtidor y sensores de sumidero de contención Veeder-Root, 576013-306, Rev. G, 2007
- Guía de aplicaciones de los productos Veeder-Root, 577013-750, Rev. M, 2009
- Manual del operador de las consolas Veeder-Root Series TLS-3XX, 576013-610, Rev. Y, 2008
- Guía del operador del tanque Sentinel INCON,000-152 Rev. C, 2009
- Departamento de recursos naturales de Iowa, Guía de inspección de cumplimiento del UST, julio de 2007

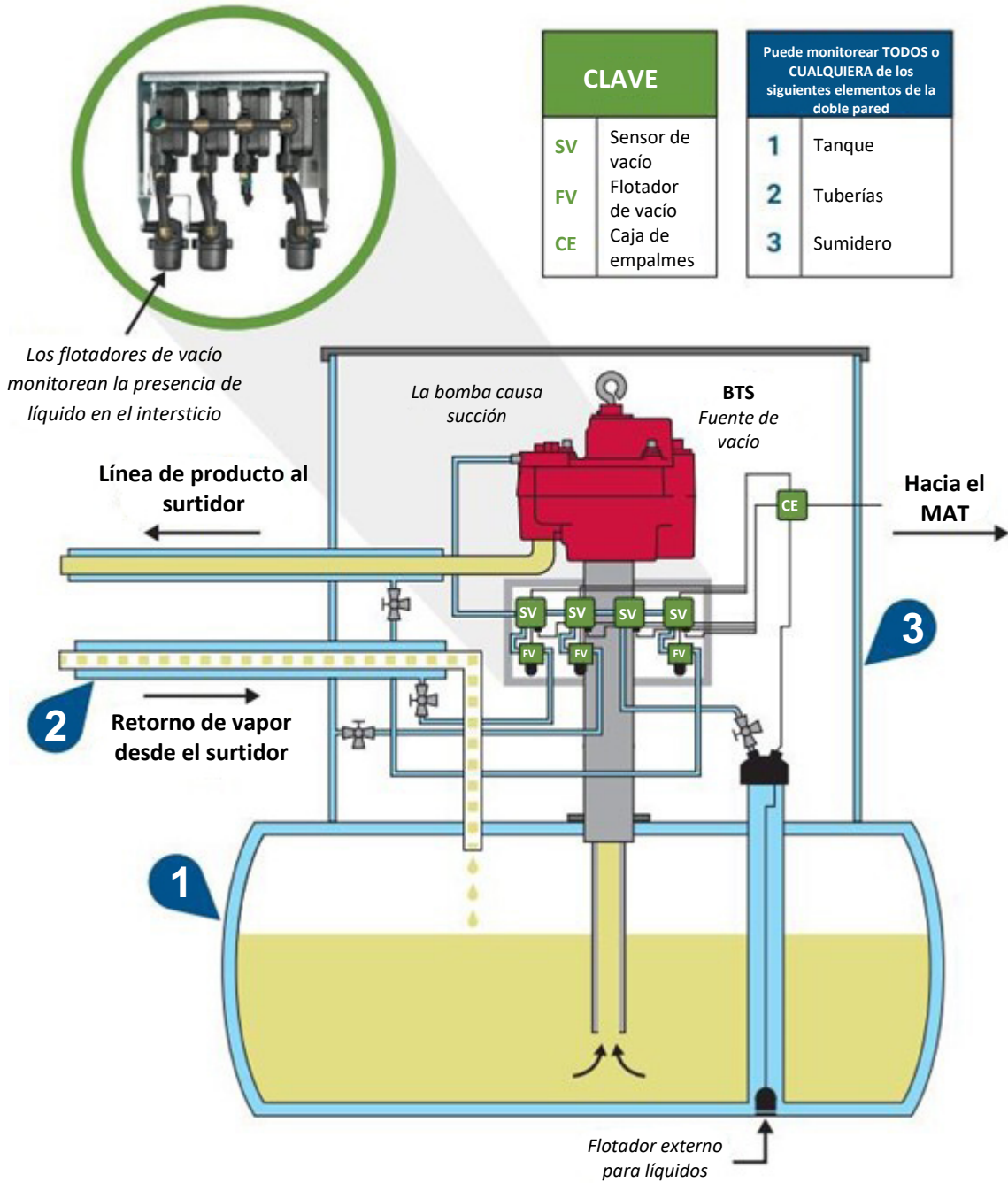
## APÉNDICES

1. Diagrama del sistema de detección de vacío de la contención secundaria
2. Cuadro de descripción de los sensores
3. Informe anual de prueba del monitoreo intersticial electrónico (CN-1339)\*
4. Informe hidrostático del sumidero de contención (CN-2664)\*
5. Procedimiento de prueba de integridad de los sumideros de bajo nivel e informe de la prueba (CN-2644)\*

\*En el sitio web de la División pueden obtenerse versiones de estos documentos en formularios rellenables, <https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/forms-guidance.html>.

APÉNDICE 1: Diagrama del sistema de detección de vacío de la contención secundaria

Sistema de detección de vacío de la contención secundaria



## APÉNDICE 2: Descripción de los sensores

Principio de funcionamiento	Método de prueba (Categoría de sensor)	Descripción del principio de funcionamiento	Estimación del uso actualizado (Alto/Medio/Bajo)
Monitoreo intersticial de llenado de líquido	Método de monitoreo intersticial continuo (llenado de líquido)	En la parte superior del tanque hay un tanque de fluido que contiene salmuera, agua o propilenglicol y se abre al intersticio. El tanque está equipado con un interruptor de flotador de doble punto para proporcionar alarmas de nivel bajo y alto.	<b>Bajo/Medio</b> (Varía con la geografía. Bajo en el centro del continente. Medio en los estados que requieren contención secundaria)
Monitoreo intersticial de llenado de presión	Método de monitoreo intersticial continuo en la línea (presión/vacío)	Utiliza una bomba para presurizar un gas inerte para mantener una sobrepresión constante mediante un sensor de presión en el espacio intersticial de las tuberías de doble pared. Sistema diseñado para activar una alarma visual y acústica antes de que el producto almacenado pueda escapar al medioambiente. Capaz de detectar fisuras tanto en las paredes interiores como en las exteriores.	<b>Bajo</b> (Se encuentra principalmente en las instalaciones nuevas en CA)
Monitoreo intersticial de presión anulada	Método de monitoreo intersticial de tanque continuo (presión/vacío)	Utiliza una bomba de vacío integrada y un sensor de vacío para mantener un vacío parcial constante en el espacio intersticial de los tanques de doble pared. Sistema diseñado para activar una alarma visual y acústica antes de que el producto almacenado pueda escapar al medioambiente. Capaz de detectar fisuras tanto en las paredes interiores como en las exteriores.	<b>Bajo</b> (Se encuentra principalmente en las instalaciones nuevas en CA)
Semiconductor de óxido metálico	Fase líquida y fase de vapor intersticial	Detecta vapores de hidrocarburos de petróleo mediante el monitoreo de un cambio en la corriente eléctrica en una celda dentro del sensor.	<b>Muy bajo</b>

Principio de funcionamiento	Método de prueba (Categoría de sensor)	Descripción del principio de funcionamiento	Estimación del uso actualizado (Alto/Medio/Bajo)
Interruptor de flotador/interruptor de lámina/interruptor magnético	Fase líquida intersticial y fase líquida fuera del tanque	Dispositivo que controla la variación del nivel de un líquido. Un interruptor de flotador está formado por un interruptor de láminas activado por un imán insertado en un flotador. Estos dispositivos suelen especificarse como "normalmente abierto" o "normalmente cerrado" en función de cómo estén orientados. El interruptor completa o interrumpe un circuito.	<b>Alto</b> (El sensor intersticial más utilizado)
Conductividad eléctrica	Líquido intersticial y fase líquida fuera del tanque	Utiliza un cable con revestimiento permeable a los hidrocarburos que indica un cambio en la resistencia del cable cuando el revestimiento se degrada como resultado del contacto con hidrocarburos del petróleo.	<b>Muy bajo</b> (Tecnología antigua: finales de los 80 a principios de los 90)
Cambio de capacitancia/Atenuación de RF/Sensores de proximidad (capacitivos)	Fase líquida intersticial, fase líquida fuera del tanque	Monitorea los cambios en la capacitancia.	<b>Muy bajo</b>
Cambio de capacitancia/Atenuación de RF/Sensores de proximidad (capacitivos)	Fase líquida intersticial, fase líquida fuera del tanque	Monitorea los cambios en la capacitancia.	<b>Muy bajo</b>
Conductividad térmica	Fase líquida intersticial	Diseñado para responder a las diferencias de calor entre el aire, agua e hidrocarburos. La temperatura en el interior del elemento sensor aumenta y provoca una respuesta en la consola.	<b>Muy bajo</b>
Sensor químico de fibra óptica	Fase líquida fuera del tanque	Se caracteriza por una película químicamente sensible depositada en el extremo de una fibra óptica. Cualquier cambio en la película provoca una disminución de la luz emitida, enviando una señal a la consola.	<b>Extremadamente alto</b>
Muestreo de	Fase de vapor	Cambia la resistencia eléctrica en	<b>Muy bajo</b>

Principio de funcionamiento	Método de prueba (Categoría de sensor)	Descripción del principio de funcionamiento	Estimación del uso actualizado (Alto/Medio/Bajo)
adsorción/adsorción		presencia de vapores de hidrocarburos del petróleo.	(Tecnología antigua)
Fotoionización	Fase de vapor	Utiliza la radiación ultravioleta para ionizar y detectar pequeñas concentraciones de compuestos orgánicos volátiles en el aire ambiente.	<b>Muy bajo</b>
Cromatográfico (es decir, cambio de color)	Fase de vapor	Material granular que cambia de color en presencia de vapores de hidrocarburos.	<b>Bajo</b>

Cuadro de LustLine n.º 60, febrero de 2009



## **APÉNDICE 3: Informe anual de prueba de monitoreo intersticial electrónico**



ESTADO DE TENNESSEE  
 DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN  
 DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO  
 William R. Snodgrass Tennessee Tower  
 312 Rosa L. Parks Avenue, 12<sup>th</sup> Floor  
 Nashville, Tennessee 37243  
 (615) 532-0945

**INFORME ANUAL DE PRUEBA DE MONITOREO INTERSTICIAL ELECTRÓNICO**

Este informe se utiliza para documentar las pruebas de funcionalidad de los dispositivos de monitoreo intersticial electrónicos.

- En ausencia de un procedimiento de prueba aprobado por terceros o de una práctica recomendada por el fabricante, se puede utilizar el procedimiento descrito a continuación para verificar que los dispositivos de monitoreo intersticial electrónicos funcionan correctamente.
- El monitoreo intersticial es obligatorio en todos los sistemas de UST instalados después del 24 de julio de 2007.
- Notifique a la División cualquier condición de funcionamiento inusual o sospecha de fuga detectada durante esta prueba en un plazo de 72 horas desde su descubrimiento. No hacerlo podría afectar al reembolso de los fondos en el evento de una fuga.
- Adjunte a este informe la documentación de todas las reparaciones realizadas, facturas de servicio o sustitución del equipo de detección de fugas y conserve estos registros durante un período de 12 meses.

**I. INSTALACIÓN DEL UST**

**II. PERSONA QUE REALIZA LA EVALUACIÓN**

N.º de ID de la instalación del UST:		Nombre:	
Nombre de la instalación:		Empresa:	
Dirección:		Ciudad:	Estado
Ciudad:	Condado:	Código postal:	Teléfono:
Firma del evaluador:		Fecha de la prueba:	

**III. INFORMACIÓN SOBRE EL DISPOSITIVO DE MONITOREO Y PRUEBA (Adjunte páginas adicionales si es necesario)**

ID del Sensor							
Fabricante							
N.º de modelo							
Ubicación:							

Tipo de sensor(es) (Marque todo lo que corresponda)	<input type="checkbox"/> Interruptor de flotador: tipo:	<input type="checkbox"/> Discriminador	<input type="checkbox"/> No discriminador
	<input type="checkbox"/> Sensor óptico	<input type="checkbox"/> Sensor de conductividad eléctrica	<input type="checkbox"/> Dispositivo de monitoreo de presión
	<input type="checkbox"/> Dispositivo de monitoreo de vacío	<input type="checkbox"/> Otro (especificar):	

Configuración del sistema (marcar todo lo que corresponda)	Si se activa un sensor, el sistema de monitoreo intersticial responde con las siguientes acciones:		
	<input type="checkbox"/> Alarma visual	<input type="checkbox"/> Alarma sonora	<input type="checkbox"/> Alarma de fuga del monitor del tanque
	<input type="checkbox"/> Apagado de la bomba sumergible	<input type="checkbox"/> Alarma telemétrica exterior del lugar	<input type="checkbox"/> Otro (especificar)

**IV. PROCEDIMIENTO DE PRUEBA DE MONITOREO INTERSTICIAL ELECTRÓNICO**

Revisión completada	Tarea
<input type="checkbox"/>	La consola de monitoreo está operativa, no hay alarmas activas. Active el modo "prueba" o "diagnóstico" si procede.
<input type="checkbox"/>	Los sensores están presentes e instalados al nivel adecuado para detectar una fuga en todas las ubicaciones adecuadas.
<input type="checkbox"/>	Los sensores emiten una alarma cuando se activan (inmersión en el líquido adecuado u otro método aplicable).
<input type="checkbox"/>	El estado de la alarma simulada provoca la respuesta adecuada indicada en la sección anterior.
<input type="checkbox"/>	Documente las alarmas simuladas en los registros de la lista de alarmas de la instalación como "prueba de funcionamiento anual".
<input type="checkbox"/>	Inspeccione todos los sumideros de contención secundaria: no hay evidencia de fugas, parecen herméticos a los líquidos.
<input type="checkbox"/>	Inspeccione todas las entradas del sumidero y los arranques conectados a la tubería por donde el líquido entra en el sumidero, libres de obstrucciones.
<input type="checkbox"/>	Inspeccione las tapas de los sumideros de los tanques para asegurarse de que las juntas y los sellos están instalados correctamente para evitar la filtración de aguas superficiales.

Comentarios (enumere todos los problemas detectados, reparaciones, trabajos realizados u otra información):

## **APÉNDICE 4: Procedimiento de prueba hidrostática de integridad del sumidero de contención**

Se debe realizar una prueba en cada sumidero, incluida la contención debajo del surtidor (CDS), la bomba de turbina sumergible (BTS) y la transición de tuberías en la instalación inicial. La prueba debe realizarse durante una (1) hora como mínimo. La prueba debe realizarse solamente durante un tiempo en el que no haya posibilidad de precipitaciones, ya que las inclemencias del tiempo harían que el agua del dispositivo aumentara en una cantidad desconocida. Si se observan daños evidentes como grietas, agujeros o un sello defectuoso, el sumidero no puede someterse a la prueba.

### A. Antes de la prueba:

1. Asegúrese de que todos los sumideros de contención que vayan a someterse a pruebas estén completamente limpios antes de introducir agua o los medios de prueba.
2. Utilice un dispositivo de medición capaz de medir con una precisión mínima de un dieciseisavo de pulgada.
3. Asegúrese de que el sumidero está completamente limpio.
4. Cierre todas las conexiones de tuberías intersticiales utilizando fundas de prueba o tapones de núcleo de válvula antes de la prueba para evitar que el agua de prueba entre en el espacio intersticial de las tuberías.

### B. Inspección visual previa a las pruebas:

1. Realice una inspección visual de todos los pisos y paredes de los sumideros en busca de grietas o agujeros.
2. Inspeccione todos los racores de penetración del sumidero y los arranques en busca de roturas o daños.
3. Si el sumidero reprueba la inspección visual, el sumidero reprueba la prueba. No continúe con el procedimiento de la prueba hidrostática antes de realizar reparaciones o sustituciones.

En este punto, el evaluador debe inspeccionar visualmente el sensor y las conexiones eléctricas en busca de signos de daños o corrosión hasta un punto en el que el funcionamiento pueda verse afectado. Los signos de corrosión sugieren que el sensor podría deteriorarse pronto y dejar de funcionar. Si cree que el sensor está dañado, consulte con el fabricante. No continúe con la prueba si algún conducto o empalme eléctrico parece estar abierto o podría estar expuesto al agua.

B. Realización de la prueba:

1. Marque el interior del sumidero a un nivel que esté al menos cuatro pulgadas por encima del racor de penetración más alto.
2. Llene el sumidero con agua hasta el nivel de la marca.
3. Espere 5 minutos antes de comenzar el Paso 4 (la espera permite que el nivel de agua tenga tiempo suficiente para asentarse en caso de que se produzca una desviación del sumidero por el paso del agua agregada). Vuelva a agregar agua hasta la marca si es necesario.
4. Deje reposar el agua durante al menos una (1) hora. Si no se detecta ningún cambio, la prueba puede darse por terminada.
5. Mida la diferencia del nivel del agua con una cinta métrica con una precisión de un octavo de pulgada.
6. Vacíe el sumidero.
7. Al final de la prueba, el agua puede reutilizarse para pruebas adicionales o desecharse adecuadamente. Como referencia, consulte el cuadro de 2016 sobre la mezcla de combustible/agua <https://rcrapublic.epa.gov/files/14883.pdf>.

D. Después de realizar la prueba

1. Retire la varilla de medición del sumidero.
2. Retire el agua del sumidero.
3. Abra los intersticios de las tuberías.
4. Vuelva a colocar el sensor y vuelva a colocar la tapa del sumidero y la tapa del pozo.

E. Resultados:

Si el nivel de agua del sumidero disminuye hasta un octavo de pulgada o más, el sumidero reprueba la prueba. El sumidero debe evaluarse para determinar si puede repararse (si el fabricante lo permite) o si debe sustituirse. Si el nivel de agua del sumidero disminuye menos de un octavo de pulgada o más, el sumidero aprueba la prueba.

F. Informes y conservación de registros:

Los sumideros de contención secundaria detectados que contengan producto y que posteriormente fallen una prueba de integridad deberán notificarse a la División en un plazo de setenta y dos (72) horas como sospecha de fuga de conformidad con la Regla .05(1)(a)2. Los registros de las pruebas de integridad de los sumideros deben conservarse durante un (1) año, de acuerdo con la Regla .04(5)(d). Si un sumidero reprueba la prueba de integridad, deberá repararse o sustituirse según lo permita la Regla .02(6) y .02(7). Las reparaciones deberán efectuarse de conformidad con la Regla .02(7)(a) y de acuerdo con las guías publicadas por el fabricante del sumidero. Los registros de las reparaciones deben conservarse durante toda la vida operativa del sistema de UST o hasta que se sustituya el sumidero de acuerdo con la Regla .02(7)(h) y transferirse a cualquier nuevo propietario del tanque, según lo requiere la Regla .03(2)(d).



### INFORME DE PRUEBA HIDROSTÁTICA DE INTEGRIDAD DEL SUMIDERO DE CONTENCIÓN

- Utilice este formulario junto con el Capítulo técnico 3.4 de **CONTENCIÓN SECUNDARIA Y MONITOREO INTERSTICIAL, APÉNDICE 4** "Procedimientos de prueba hidrostática de integridad del sumidero de contención".
- Si en algún momento se detecta un sumidero de contención secundaria defectuoso, el dispositivo deberá repararse o sustituirse. Las reparaciones de los sumideros de contención secundaria utilizados para el monitoreo intersticial de las tuberías deberán someterse a una prueba de estanqueidad de acuerdo con las indicaciones del fabricante o de conformidad con el presente formulario en un plazo de 30 días a partir de la fecha de finalización de la reparación.
- Un resultado de prueba negativo puede requerir informar sobre una sospecha de fuga. Consulte el Apéndice 4 del Capítulo técnico 3.4 para obtener más información. Es posible que tenga que notificar a la División en un plazo de 72 horas para permitir que el personal de la División esté presente para determinar si se ha producido un impacto ambiental y si se requerirán medidas adicionales.
- Toda el agua de prueba se eliminará de conformidad con los requisitos locales, estatales y federales.

#### I. INSTALACIÓN

#### II. PROPIETARIO

N.º de ID de la instalación del UST:		Nombre de la empresa:
Nombre de la instalación:		Dirección:
Dirección:		Ciudad, Estado, Código postal:
Ciudad:	Condado:	Teléfono:

#### III. EVALUADOR

Nombre del evaluador:	Nombre de la empresa:
Número de teléfono del evaluador:	Dirección de la empresa:
Dirección de correo electrónico:	Ciudad, Estado, Código postal:

#### IV. RESULTADOS DE LA PRUEBA

Ubicación del Sumidero (Ej.: REG. BTS, Surt. 1/2)							
1. ¿Se ha eliminado el líquido y los escombros y se ha limpiado el sumidero antes de la prueba?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
2. Resultados de la inspección visual (Aprueba/Reprueba)							
<b>La inspección visual incluye la inspección de todos los sellos, juntas, paredes laterales, arranques de prueba y penetraciones. Si se detectan grietas, piezas sueltas o separación del sumidero de contención, el sumidero reprueba la inspección visual. No introduzca agua si el sumidero reprueba la inspección visual.</b>							
3. ¿El nivel de agua está a un mínimo de 4" por encima del racor de penetración más alto?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
4. ¿El sensor está situado en el punto más bajo del sumidero?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>

#### IV. RESULTADOS DE LA PRUEBA (continuación)

<b>Ubicación del Sumidero</b> (Ej.: REG. BTS, Surt. 1/2)							
5. ¿El sensor genera una alarma sonora/visual?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
6. ¿El sensor activa el apagado positivo adecuado según lo requiere la División?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
7. Nivel de agua inicial (pulgadas)							
8. Hora de inicio de la prueba (a. m./p. m.)							
9. Nivel de agua final (pulgadas)							
10. Hora de término de la prueba (a. m./p. m.)							
11. Período de prueba (Tiempo mínimo de prueba 1 hora)							
12. ¿Resultados de la prueba? (APRUEBA/REPRUEBA)							

**Para aprobar la prueba, cada sumidero debe aprobar una inspección visual y tener un cambio de nivel de agua menor que 1/8 de pulgada en 1 hora.**

#### V. DESPUÉS DE LA PRUEBA

13. ¿Se retiró el dispositivo de medición del sumidero?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
14. ¿Se eliminó toda el agua de la prueba del sumidero?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
15. ¿El sensor está situado en el punto más bajo del sumidero?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
16. ¿Aseguró todas las tapas de sumideros, tapas de pozos o puertas de surtidores?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
17. ¿Volvieron los arranques de prueba de tuberías secundarias o de núcleos de válvulas a la posición abierta?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
18. ¿El líquido de prueba contiene algún producto visible o brillante?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
19. ¿Se identificó correctamente el líquido de prueba?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>

20. ¿Método de gestión/eliminación de agua de prueba?	<input type="checkbox"/> Reciclador o instalación de tratamiento privada	<input type="checkbox"/> Obras de tratamiento de propiedad pública	<input type="checkbox"/> Transporte de residuos	<input type="checkbox"/> Otros _____ Describe
---	--	--	---	--

Firma del evaluador:	Fecha de la prueba:
----------------------	---------------------

## **APÉNDICE 5: Procedimiento de prueba de integridad de los sumideros de bajo nivel**

Los propietarios y/u operadores están obligados a probar la funcionalidad del sensor del nivel de líquido junto con el procedimiento de prueba del sumidero de bajo nivel aprobado por la División para el lugar específico (consulte las Reglas .04(3)(d)1. y .04(4)(c)1.(iii).

La División requiere que los propietarios y/u operadores que obtengan una aprobación previa específica del lugar antes de realizar las pruebas de integridad de los sumideros de bajo nivel para cumplir con los requisitos de las pruebas de integridad para la contención secundaria. Fallar en el cumplimiento de la aprobación por escrito por la División puede resultar en que este método de prueba y/o los resultados sean rescindidos o rechazados. El personal de la División puede exigir pruebas de integridad del sumidero si la inspección visual del mismo indica que una parte del sumidero puede no ser hermético a los líquidos. Si desea realizar pruebas en sumideros de bajo nivel en sus instalaciones, contáctese con la División para obtener su aprobación previa. La solicitud debería incluir lo siguiente:

1. Método utilizado para el apagado positivo (surtidor o bomba sumergible)
2. Método de reconocimiento de alarmas de sensor
3. Número de sumideros, ubicación y material de fabricación
4. ¿Hay un operador de la instalación presente en todo momento cuando el sistema de UST está en funcionamiento?
5. ¿Una alarma activada de surtidor interrumpe todo el flujo de producto de la bomba?

### **A. Antes de la prueba:**

1. Asegúrese de que todos los sumideros de contención que vayan a someterse a pruebas estén completamente limpios antes de introducir agua o los medios de prueba.
2. Verifique que hay un sensor de sumidero operativo montado en el punto más bajo del sumidero.
3. Utilice un dispositivo de medición capaz de medir con una precisión mínima de un dieciseisavo de pulgada.
4. Asegúrese de que el sumidero está completamente limpio.
5. Cierre todas las conexiones de tuberías intersticiales utilizando fundas de prueba o tapones de núcleo de válvula antes de la prueba para evitar que el agua de prueba entre en el espacio intersticial de las tuberías.

### **B. Inspección visual previa a las pruebas:**

1. Realice una inspección visual de todos los pisos y paredes del sumidero en busca de evidencias de grietas, agujeros, roturas, daños o arranques de penetración comprometidas situadas en la parte del sumidero donde se agregará agua durante la prueba del sumidero con bajo nivel de agua. Si se detecta alguno de ellos, se considera como una prueba de sumidero fallida.
2. Todos los componentes visiblemente dañados deben repararse o sustituirse antes de iniciar una prueba nueva en el sumidero reparado.
3. No continúe con el procedimiento de la prueba hidrostática de bajo nivel antes de realizar reparaciones o sustituciones.

Para cumplir los requisitos de prueba de los sumideros de bajo nivel, los propietarios de UST deben verificar que el sensor está configurado para apagar la bomba o surtidor correspondiente cuando se active por la presencia de líquido en el sumidero. Para los sistemas de tuberías que se conectan a los surtidores multiproducto (MPD), la función de apagado positivo debe desactivar el motor de la

bomba sumergible para cada sistema de UST asociado al MPD. El apagado del surtidor solamente está permitido para los sistemas de tuberías presurizadas o de succión conectados a un surtidor de producto único en instalaciones con personal cuando las bombas están operativas.

Además, la Regla .04(4)(c)1.(v) requiere una prueba anual de cualquier sensor de líquido utilizado como parte de un sistema de detección de fugas. La prueba del sensor de nivel de líquido realizada en el momento de la prueba del sumidero de bajo nivel puede utilizarse para cumplir los requisitos de la prueba anual del sensor de la Regla .04(4)(c)1.(v), si todas las demás condiciones para el monitoreo intersticial y la contención secundaria se completan según lo prescrito.

Para utilizar estos procedimientos, asegúrese de que todos los sensores estén correctamente instalados y programados para que apaguen la bomba o el surtidor según las indicaciones anteriores cuando el sensor detecte líquido. Solamente puede utilizar estas indicaciones si sus sensores están programados tanto para emitir una alarma como para apagarse al entrar en contacto con cualquier líquido.

### C. Realización de la prueba

1. Determine si hay líquido presente en el sumidero a niveles lo suficientemente altos como para disparar un sensor colocado correctamente, aunque la alarma no esté activada. Las alarmas activas detectadas antes de las pruebas investigarán como sospecha de fuga en conformidad con la Regla .05(1)(a)3. Retire cualquier escombros o líquido que haya en el sumidero de contención antes de la prueba.
2. Identifique si las posiciones de los sensores están elevadas o manipuladas de otro modo para impedir su activación.

En este punto, el evaluador debe inspeccionar visualmente el sensor y las conexiones eléctricas en busca de signos de daños o corrosión hasta un punto en el que el funcionamiento pueda verse afectado. Los signos de corrosión sugieren que el sensor podría deteriorarse pronto y dejar de funcionar. Si cree que el sensor está dañado, consulte con el fabricante. No continúe con la prueba si algún conducto o empalme eléctrico parece estar abierto o podría estar expuesto al agua.

3. Marque el interior del sumidero a un nivel que esté al menos cuatro pulgadas por encima del nivel de activación del sensor.
4. Llene el sumidero con agua hasta el nivel de la marca.
5. Espere 5 minutos antes de comenzar el Paso 4 (la espera permite que el nivel de agua tenga tiempo suficiente para asentarse en caso de que se produzca una desviación del sumidero por el paso del agua agregada). Vuelva a agregar agua hasta la marca si es necesario.
6. Deje reposar el agua durante al menos una (1) hora. Si no se detecta ningún cambio, la prueba puede darse por terminada.
7. Mida la diferencia del nivel del agua con una cinta métrica con una precisión de un octavo de pulgada.
8. Vacíe el sumidero.
9. Al final de la prueba, el agua puede reutilizarse para pruebas adicionales o desecharse adecuadamente.



D. Después de realizar la prueba

1. Retire la varilla de medición del sumidero.
2. Retire el agua del sumidero.
3. Abra los intersticios de las tuberías.
4. Vuelva a colocar el sensor y vuelva a colocar la tapa del sumidero y la tapa del pozo.

E. Resultados:

Si el nivel de agua del sumidero disminuye hasta un octavo de pulgada o más, el sumidero reprueba la prueba. El sumidero debe evaluarse para determinar si puede repararse (si el fabricante lo permite) o si debe sustituirse. Si el nivel de agua del sumidero disminuye menos de un octavo de pulgada o más, el sumidero aprueba la prueba.

F. Informes y conservación de registros:

Los sumideros de contención secundaria detectados que contengan producto y que posteriormente reprueben una prueba de integridad deberán notificarse a la División en un plazo de setenta y dos (72) horas como sospecha de fuga de conformidad con la Regla .05(1)(a)2. Los registros de las pruebas de integridad de los sumideros deben conservarse durante un (1) año, de acuerdo con la Regla .04(5)(d). Si un sumidero falla en la prueba de integridad, deberá repararse o sustituirse según lo permita la Regla .02(6) y .02(7). Las reparaciones deberán efectuarse de conformidad con la Regla .02(7)(a) y de acuerdo con las guías publicadas por el fabricante del sumidero. Los registros de las reparaciones deben conservarse durante toda la vida operativa del sistema de UST o hasta que se sustituya el sumidero de acuerdo con la Regla .02(7)(h) y transferirse a cualquier nuevo propietario del tanque, según lo requiere la Regla .03(2)(d).



ESTADO DE TENNESSEE  
DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN  
DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO  
William R. Snodgrass Tennessee Tower  
312 Rosa L. Parks Avenue, 12th Floor  
Nashville, TN 37243-1541 (615) 532-0945

## INFORME DE PRUEBA HIDROSTÁTICA DE INTEGRIDAD DEL SUMIDERO DE CONTENCIÓN DE BAJO NIVEL

- Utilice este formulario junto con el **Capítulo técnico 3.4 de CONTENCIÓN SECUNDARIA Y MONITOREO INTERSTICIAL, APÉNDICE 5** "Procedimientos de prueba de integridad del sumidero de bajo nivel".
- **\*\*Se requiere la aprobación previa por escrito del uso de este procedimiento en cada instalación\*\***. Las pruebas deben realizarse de conformidad con los requisitos de la autorización previa de la División. Fallar en el cumplimiento de la aprobación previa por escrito por la División puede resultar en la anulación del uso de este método de prueba o al rechazo de los resultados de la prueba.
- Si en algún momento se detecta un sumidero de contención secundaria defectuoso, el sumidero deberá repararse o sustituirse de conformidad con las indicaciones del fabricante. Las reparaciones de los sumideros de contención secundaria utilizados para el monitoreo intersticial de las tuberías deberán someterse a una prueba de estanqueidad de acuerdo con las indicaciones del fabricante o de conformidad con el presente formulario en un plazo de 30 días a partir de la fecha de finalización de la reparación.
- Un resultado de prueba negativo puede requerir informar sobre una sospecha de fuga. Consulte el Apéndice 5 del Capítulo técnico 3.4 para obtener más información. Es posible que tenga que notificar a la División en un plazo de 72 horas para permitir que el personal de la División esté presente para determinar si se ha producido un impacto ambiental y si se requerirán medidas adicionales.
- Toda el agua de prueba se eliminará de conformidad con los requisitos locales, estatales y federales.

I. INSTALACIÓN		II. PROPIETARIO					
N.º de ID de la instalación del UST:		Nombre de la empresa:					
Nombre de la instalación:		Dirección:					
Dirección:		Ciudad, Estado, Código postal:					
Ciudad:	Condado:	Teléfono:					
III. EVALUADOR							
Nombre del evaluador:		Nombre de la empresa:					
Número de teléfono del evaluador:		Dirección de la empresa:					
Dirección de correo electrónico:		Ciudad, Estado, Código postal:					
IV. RESULTADOS DE LA PRUEBA							
<b>Ubicación del Sumidero</b> (Ej.: REG. BTS, Surt. 1/2)							
1. ¿Se ha eliminado el líquido y los escombros y se ha limpiado el sumidero antes de la prueba?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
2. <b>Resultados de la inspección visual (Aprueba/Reprueba)</b>							
<b>La inspección visual incluye la inspección de todos los sellos, juntas, paredes laterales, arranques de prueba y penetraciones. Si se detectan grietas, piezas sueltas o separación del sumidero de contención, el sumidero reprueba la inspección visual. No introduzca agua si el sumidero reprueba la inspección visual.</b>							
3. ¿El nivel de agua está a un mínimo de 4" por encima del nivel de activación del sensor?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
4. ¿El sensor está situado en el punto más bajo del sumidero?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>

**IV. RESULTADOS DE LA PRUEBA  
(continuación)**

N.º de ID de la  
instalación del UST:

<b>Ubicación del Sumidero</b> (Ej.: REG. BTS, Surt. 1/2)								
5. ¿El sensor genera una alarma sonora/visual?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
6. ¿El sensor activa el apagado positivo adecuado según lo requiere la División?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
7. Nivel de agua inicial (pulgadas)								
8. Hora de inicio de la prueba (a. m./p. m.)								
9. Nivel de agua final (pulgadas)								
10. Hora de término de la prueba (a. m./p. m.)								
11. Período de prueba (Tiempo mínimo de prueba 1 hora)								
12. ¿Resultados de la prueba? (APRUEBA/REPRUEBA)								

**Para aprobar la prueba, cada sumidero debe aprobar una inspección visual y tener un cambio de nivel de agua menor que 1/8 de pulgada en 1 hora.**

**V. DESPUÉS DE LA PRUEBA**

13. ¿Se retiró el dispositivo de medición del sumidero?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
14. ¿Se eliminó toda el agua de la prueba del sumidero?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
15. ¿El sensor está situado en el punto más bajo del sumidero?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
16. ¿Aseguró todas las tapas de sumideros, tapas de pozos o puertas de surtidores?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
17. ¿Volvieron los arranques de prueba de tuberías secundarias o de núcleos de válvulas a la posición abierta?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
18. ¿El líquido de prueba contiene algún producto visible o brillante?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>
19. ¿Se identificó correctamente el líquido de prueba?	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	SÍ <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>

20. ¿Método de gestión/eliminación de agua de prueba?	<input type="checkbox"/> Reciclador o instalación de tratamiento privada	<input type="checkbox"/> Obras de tratamiento de propiedad pública	<input type="checkbox"/> Transporte de residuos	<input type="checkbox"/> Otros _____ Describe
---	--	--	---	--

Firma del evaluador:	Fecha de la prueba:
----------------------	---------------------

**TN**

Department of  
**Environment &  
Conservation**



# **Pruebas de estanqueidad de tuberías y líneas presurizadas**

## **Manual de inspección estandarizada**

### **Capítulo técnico 3.5**

Departamento de Medioambiente y Conservación de Tennessee

División de tanques de almacenamiento subterráneo

Reglas vigentes a partir del 13 de octubre de 2018

Última edición del documento: 17 de junio de 2022

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

## Índice

1.	PROPÓSITO .....	1
2.	AUTORIDAD .....	1
3.	APLICABILIDAD .....	1
4.	INTRODUCCIÓN .....	1
5.	DEFINICIONES .....	2
6.	REQUISITOS DE INSTALACIÓN Y REPARACIÓN DE TUBERÍAS PRESURIZADAS .....	3
a.	Certificación de la instalación .....	3
b.	Estándares de construcción de tuberías.....	4
c.	Sistemas de UST instalados/sustituidos a partir del 24 de julio de 2007 .....	4
d.	Reparaciones de tuberías .....	5
7.	PROBLEMAS COMUNES ASOCIADOS A LAS INSTALACIONES DE TUBERÍAS PRESURIZADAS.....	5
a.	Fugas en surtidores .....	5
b.	Anclaje de la válvula de corte del surtidor.....	5
c.	Degradación de las tuberías de plástico flexible .....	6
d.	Surtidores satelitales .....	7
8.	DETECCIÓN DE FUGAS .....	8
9.	REQUISITOS PARA LOS DETECTORES DE FUGAS MECÁNICOS EN LA LÍNEA: .....	9
a.	Posición cerrada, “disparada” o relajada .....	9
b.	Posición de detección de fugas.....	10
c.	Posición de no fuga.....	10
10.	PROBLEMAS COMUNES ASOCIADOS A LA DETECCIÓN MECÁNICA DE FUGAS EN LA LÍNEA .....	15
a.	Instalación incorrecta .....	15
b.	Bolsas de vapor en las tuberías .....	16
c.	Instalación incorrecta del tubo de ventilación .....	16
d.	Contracción térmica.....	18
e.	Presión de la BTS continua .....	18
f.	Presión de carga estática .....	19
g.	Configuraciones de tuberías descendentes .....	20
h.	Compatibilidad de tipos de tuberías .....	21
i.	Compatibilidad de productos.....	21
j.	Alteración/Desactivación del LLD.....	21
k.	Configuraciones de bombas sumergibles dobles y tuberías múltiples.....	23
11.	DETECTORES DE FUGAS ELECTRÓNICOS EN LA LÍNEA.....	25
a.	Pérdida de presión de los ELLD .....	25

b.	Presión constante de los ELLD .....	25
12.	PROBLEMAS COMUNES ASOCIADOS A LA DETECCIÓN DE FUGAS ELECTRÓNICA EN LA LÍNEA .....	30
a.	Instalación/Programación incorrecta .....	30
b.	Falla de un componente de la bomba sumergible .....	31
c.	Servicio de rutina y calibración .....	31
d.	Apagado positivo de la BTS.....	31
e.	Compatibilidad de tipos de tuberías .....	32
f.	Conservación de registros .....	32
g.	Pruebas de detectores de fugas mecánicos y electrónicos en la línea.....	32
13.	REQUISITOS PARA LAS PRUEBAS DE ESTANQUEIDAD DE LA LÍNEA .....	33
a.	Pruebas de estanqueidad de líneas volumétricas a presión constante.....	33
b.	Pruebas de estanqueidad de líneas con transductores electrónicos de presión .....	34
c.	Pruebas de estanqueidad de la línea externa.....	34
14.	PROBLEMAS COMUNES ASOCIADOS A LAS PRUEBAS DE ESTANQUEIDAD DE LAS LÍNEAS .....	34
a.	Bolsas de vapor y expansión de vapor en tuberías.....	34
b.	Deflexión de tuberías .....	35
c.	Contracción térmica.....	35
d.	Expansión térmica.....	35
15.	REQUISITOS DE REGISTRO PARA TUBERÍAS PRESURIZADAS.....	36
a.	Instalación, mantenimiento y reparación de tuberías .....	36
b.	REGISTROS DE DETECCIÓN DE FUGAS EN TUBERÍAS.....	36
1.	Pruebas anuales de estanqueidad de la línea .....	36
2.	Detectores de fugas mecánicos en la línea .....	36
3.	Detectores de fugas electrónicos en la línea .....	36
16.	TRANSFERENCIA DE REGISTROS EN CASO DE CAMBIO DE PROPIEDAD.....	37
17.	INFORMES.....	37
18.	REFERENCIAS.....	39
	APÉNDICES.....	40
	APÉNDICE A .....	41
	APÉNDICE B .....	44
	Detectores de fugas automáticos mecánicos en la línea.....	44
	Detectores de fugas automáticos electrónicos en la línea .....	47
	APÉNDICE C .....	51



**ESTADO DE TENNESSEE**  
**DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN DIVISIÓN DE TANQUES DE**  
**ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO**

**CAPÍTULO TÉCNICO 3.5**  
**PRUEBAS DE ESTANQUEIDAD DE TUBERÍAS Y LÍNEAS PRESURIZADAS**

**1. PROPÓSITO**

El propósito de este capítulo técnico es ayudar al personal de la División de tanques de almacenamiento subterráneo (División) a comprender los requisitos reglamentarios para la instalación, el funcionamiento, la detección de fugas y los requisitos de conservación de registros para los sistemas de tanques de almacenamiento subterráneos (UST) que transportan petróleo con tuberías presurizadas.

Este capítulo técnico contiene la política actual de la División basada en los estatutos y reglamentos que rigen el programa de Tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo de Tennessee. Este documento sustituye a todas las versiones publicadas anteriormente. La versión más actualizada de este capítulo técnico se publicará y estará siempre disponible en el sitio web de la División.

**2. AUTORIDAD**

Todas las reglas consultadas en este capítulo técnico se encuentran en el Capítulo 0400-18-01 y están disponibles en el sitio web del Secretario del Estado de Tennessee en <https://publications.tnsosfiles.com/rules/0400/0400-18/0400-18.htm>.

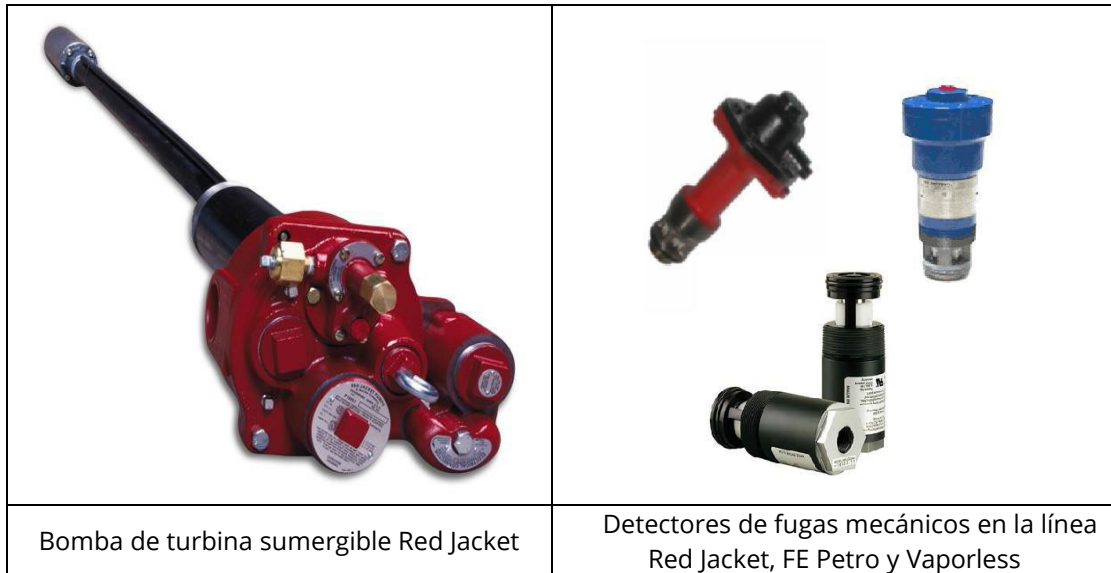
**3. APLICABILIDAD**

Este documento proporciona conocimientos técnicos y específicos de la industria con respecto a los requisitos de instalación, inspección, funcionamiento y detección de fugas para los sistemas de UST con tuberías presurizadas. El documento también proporciona información específica relacionada con la detección automática de fugas en las líneas, pruebas de estanqueidad de la línea y los requisitos de monitoreo mensual de las tuberías presurizadas.

**4. INTRODUCCIÓN**

Las tuberías presurizadas se han convertido en una parte integral de la industria petrolera. El petróleo transportado a presión desde el tanque de almacenamiento subterráneo hasta el surtidor mediante una bomba de turbina sumergible ("BTS", "bomba sumergible") permite suministrar el combustible con mayor rapidez. Aunque este es un aspecto muy ventajoso de las tuberías presurizadas, existen algunas desventajas que se tratan en detalle en este documento.





En un sistema de tuberías presurizadas, una bomba de turbina sumergible traslada el producto almacenado desde el tanque hasta el surtidor. La tubería de suministro se extiende desde el punto de descarga de la bomba hasta el surtidor. El producto es esencialmente “empujado” desde el tanque bajo presión positiva. La ventaja de las tuberías presurizadas es que una sola línea de producto puede utilizarse para varios surtidores y reduce la cantidad de tuberías enterradas. Las bombas sumergibles se utilizan en la mayoría de los sistemas de UST de mayor tamaño instalados desde principios de la década de 1980.

Las tuberías y los racores sueltos asociados son la causa de la mayoría de las fugas de petróleo de los sistemas de UST. Las fugas catastróficas pueden producirse muy rápidamente si se produce un agujero o una rotura en una tubería presurizada o si los componentes de la BTS se instalan de forma incorrecta, ya que la bomba seguirá impulsando el producto a través de la tubería, así como cualquier agujero o rotura. Además, las presiones más altas en la línea darán lugar a mayores tasas de fugas cuando se produzca un agujero.

## 5. DEFINICIONES

**Módulo de “elasticidad” de volumen:** relación entre la presión hidrostática y el cambio relativo que produce en el volumen de un líquido. Se utiliza para programar detectores de fugas electrónicos en la línea cuando se instalan con diversos tipos de tuberías de plástico flexible.

**Tasa de fuga calculada:** la tasa equivalente calculada de pérdida (o ganancia) expresada en galones por hora (gph) permitida por un detector de fugas automático en la línea en relación con la cantidad de presión de la línea en la que está instalado el dispositivo. Cualquier MLLD que permita una tasa de fuga calculada mayor que 3,0 galones por hora a 10 psi debe ser sustituido porque no cumple con el estándar de la Regla .04(4)(a).

**Presión total de la bomba:** la cantidad máxima de presión (libras por pulgada cuadrada) encontrada durante la salida del flujo total de la bomba sumergible mientras no se surte combustible. La presión varía en función de la capacidad de salida de la bomba sumergible, longitud de las tuberías, número de surtidores y otros factores específicos del lugar. (Normalmente, en torno a 25 psi, pero es variable).

**Presión de retención:** la cantidad de presión en libras por pulgada cuadrada (psi) que se encuentra

en una línea de producto cuando la BTS está apagada. El elemento funcional o válvula de verificación de la BTS interna retiene la presión en la línea durante el tiempo de inactividad. Este evento se conoce como presión estática de la línea. Esta lectura se utiliza para determinar que el elemento funcional o la válvula de verificación de la BTS interna funciona correctamente.

**Prueba de tasa de fugas:** el caudal de galones por hora (gph) permitido durante una prueba de detección de fugas. Este número varía en función de la presión de medición del detector de fugas. Si un detector de fugas prueba a una presión de medición de 10 psi, la tasa de fuga que se produce con una fuga de 3,0 gph sería exactamente de 3,0 gph. Si la presión de medición es de 15 psi, la tasa de fuga sería de 3,7 gph. La presión de medición determina la tasa de fuga a la que el detector de fugas realiza una prueba. En el Apéndice B hay una tabla de conversión (Cuadro 2) que convierte la tasa de fuga de mililitros por minuto (ml/min) a galones por hora (gph).

**Presión de medición:** la cantidad de presión (psi) a la que funciona un detector de fugas cuando busca una fuga. Esta presión suele ser de diez (10) a quince (15) psi, pero puede variar. Esta lectura confirma que el detector de fugas está entrando en el modo de prueba de fugas y se utiliza para determinar la tasa de prueba de fugas real mientras el dispositivo está funcionando.

**Tiempo de apertura:** tiempo necesario para que la BTS alcance la presión máxima de funcionamiento. Esto no debe exceder la cantidad de tiempo necesaria para que el LLD detecte una fuga mientras se simula una fuga.<sup>1</sup> Este tiempo suele ser de dos (2) a cuatro (4) segundos, pero puede ser mayor si la tubería tiene bolsas de aire o una gran elasticidad debido a largos tramos de tuberías de plástico flexible o múltiples conectores flexibles.

**Resiliencia o purga:** cantidad total de combustible (medida en galones) recogida en el cilindro volumétrico del dispositivo de prueba cuando la presión de funcionamiento de la BTS se reduce a cero. Se utiliza para determinar la cantidad de pérdida de presión admisible durante la prueba en tuberías de gran diámetro, conectores flexibles o tuberías de plástico flexible. Las lecturas de purga suelen ser bajas (50-100 ml) para las tuberías rígidas y altas (300-500 ml) para los sistemas de tuberías flexibles más largas. Las lecturas de purga elevadas pueden indicar la presencia de bolsas de aire en algunos sistemas.

**Instalaciones desatendidas:** un generador de emergencia desatendido o una instalación que surte combustible sin la presencia de un empleado que supervise los surtidores, como las instalaciones de flotas con bloqueo de tarjeta o una estación de servicio desatendida.

## 6. REQUISITOS DE INSTALACIÓN Y REPARACIÓN DE TUBERÍAS PRESURIZADAS

### a. Certificación de la instalación

Algunos sistemas de tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo cuentan con sistemas de tuberías de suministro complejas que pueden ser una fuente de fugas de petróleo al medioambiente cuando se instalan y/o mantienen de forma incorrecta. Las instalaciones de sistemas de UST deben certificarse, de acuerdo con las Reglas .03(1)(d)1 y .03(2)(a)1, cuando se registra el sistema de UST mediante uno de los métodos siguientes:

- Instalador de tuberías certificado por el fabricante
- Certificado de instalación extendido por un ingeniero profesional acreditado
- Instalación inspeccionada/aprobada por el personal de la División

---

<sup>1</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(4)(a)

- Se completan las listas de verificación de instalación del fabricante de tuberías

El método de certificación debe notificarse en un plazo de 30 días a partir del término de la instalación mediante el Formulario de Notificación de la División (CN-1260), de conformidad con la Regla .03(1)(a)2. Este proceso también debe seguirse en un plazo de 30 días a partir de la finalización de cualquier cambio de estado posterior, de conformidad con la Regla .03(1)(g). Aunque actualmente la División no realiza inspecciones de instalaciones de UST, según lo permite la Regla .03(1)(d)1., se recomienda a los instaladores que se contacten con la oficina local de la División y les notifiquen las actividades de construcción antes de empezar a trabajar. El Formulario de Notificación previa a la instalación (CN-1288) debe presentarse quince (15) días antes de la instalación, de conformidad con las Reglas .03(1)(a)1 y .02(1)(a), el personal de la División puede optar por observar el proceso de instalación y documentar la instalación con fotografías para consultas futuras.

Tenga en cuenta que los fabricantes también pueden exigir una capacitación específica antes de instalar tuberías en una instalación de UST. Si se requiere capacitación, debe demostrarse a la División, de conformidad con la Regla .02(1)(a) y (b), que el instalador realizó el curso requerido y que su capacitación sigue vigente.

## **b. Estándares de construcción de tuberías**

Todas las tuberías instaladas después del 1 de noviembre de 2005 deben cumplir el Estándar de Seguridad de Underwriters Laboratory UL 971: "Tuberías subterráneas no metálicas para líquidos inflamables". Las tuberías estarán marcadas por el fabricante y contendrán información sobre el fabricante y el modelo del producto. Aunque todos los fabricantes de tuberías conocidos cumplen actualmente con este estándar para tuberías nuevas, el propietario/operador (P/O) del tanque debe disponer de documentación para verificar esta información. Una declaración del instalador, una lista de verificación del fabricante o fotos de la instalación cumplirán estos requisitos, consulte la Regla .02(4)(b)1 y .02(1)(b).

## **c. Sistemas de UST instalados/sustituídos a partir del 24 de julio de 2007**

La Regla .02(2)(b) requiere que todas las instalaciones/sustituciones de tuberías de UST nuevas a partir del 24 de julio de 2007 tengan tuberías de doble pared y contención secundaria (tanques y sumideros de surtidores) y que se realice un monitoreo intersticial como método principal de detección de fugas con un monitoreo continuo de sumideros mediante sensores electrónicos. Consulte las Reglas .02(1)(c), .02(6) y .04(3)(d)1.

La detección de fugas catastróficas en la línea también es obligatoria en esos sistemas por las Reglas .04(2)(b)1.(i) y .04(4)(a). Los propietarios/operadores pueden elegir cualquier método adicional de detección de fugas para los sistemas de tuberías, como las pruebas de estanqueidad de las líneas, pero el monitoreo intersticial **debe** realizarse en todas las instalaciones de tuberías nuevas.<sup>2</sup> Consulte los requisitos del monitoreo intersticial en el **Capítulo técnico 3.4.**

Los surtidores de combustible sustituidos, en los que se reconfiguran las tuberías por debajo de la válvula de corte, también deben cumplir los requisitos de contención secundaria, de conformidad con la Regla .02(6)(e). Consulte por información adicional más adelante.

---

<sup>2</sup> Requerido por la Regla .02(2)(b)

#### d. Reparaciones de tuberías

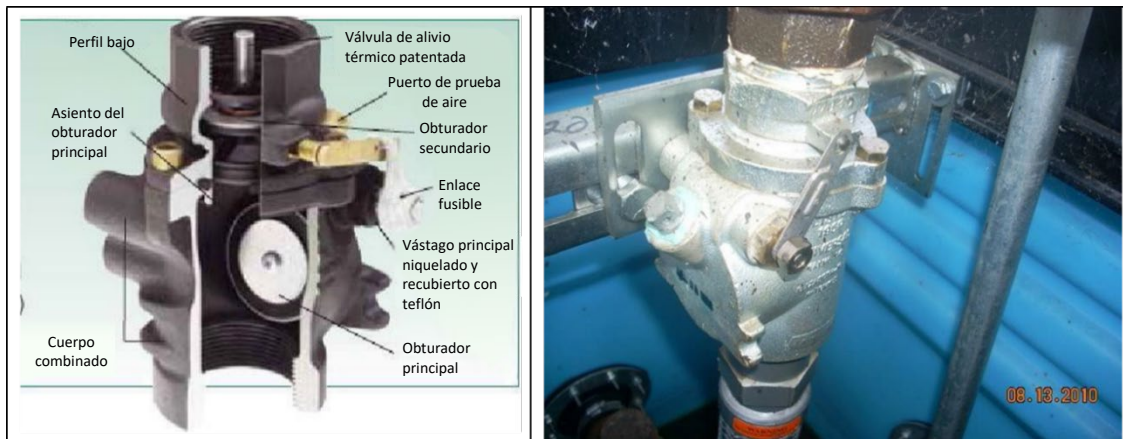
De conformidad con las Reglas .02(6)(c) y (d), la División podrá autorizar reparaciones de tuberías que no se consideren una sustitución. Las solicitudes de reparación de tuberías deben presentarse por escrito al responsable de medioambiente de la División en la Oficina Central antes de iniciar la reparación, de conformidad con la Regla .02(6)(d)2. La información mínima debe incluir, entre otras cosas, una descripción de los trabajos propuestos, incluido el equipo que se va a instalar y el motivo de la reparación (si la reparación se debe a una sospecha/confirmación de fuga, contáctese con la oficina local en un plazo de 72 horas<sup>3</sup>), un plano del trazado actual y de los cambios propuestos, fotografías relacionadas y cualquier otra información pertinente. Las reparaciones de secciones de tuberías de acero de pared simple no están permitidas por la Regla .02(7)(c). Las reparaciones de las tuberías deben realizarse de acuerdo con las especificaciones del fabricante, de conformidad con las Reglas .02(7)(c). Todas las tuberías reparadas deberán someterse a una prueba de estanqueidad en un plazo de 30 días a partir de su finalización, de conformidad con la Regla .02(7)(e). Puede ponerse en contacto con el Responsable de medioambiente de la División al (615) 532-0945.

### 7. PROBLEMAS COMUNES ASOCIADOS A LAS INSTALACIONES DE TUBERÍAS PRESURIZADAS

#### a. Fugas en surtidores

Si se detecta una fuga en un surtidor de combustible, el propietario/operador debe activar inmediatamente la válvula de corte del surtidor y notificar a la División en un plazo de setenta y dos (72) horas si hay sospecha de fuga de petróleo al medioambiente, de conformidad con la Regla .05(1)(a).

#### b. Anclaje de la válvula de corte del surtidor



Las válvulas de corte son componentes diseñados para impedir el flujo continuo de producto desde un sistema de tuberías presurizadas de UST en caso de impacto de un vehículo, incendio o explosión. La NFPA 30A exige la instalación de válvulas de corte en todos los sistemas de tuberías presurizadas. La División considera que estos dispositivos son “equipos auxiliares” y un componente regulado de los sistemas de UST de conformidad con la Regla .02(1)(b). Estos dispositivos deben estar firmemente sujetos a una posición fija, como una barra estabilizadora

<sup>3</sup> Requerido por la Regla .05(1)(a)

montada permanentemente a ras en los cimientos de concreto de la isla surtidora. El equipo de anclaje debe estar diseñado para tal fin. Los fabricantes de válvulas de corte exigen que se instalen a menos de 1/2" por encima o por debajo de la superficie en la que se monta el surtidor. Un técnico calificado debe verificar la correcta instalación y funcionamiento de estos dispositivos con la frecuencia recomendada por el fabricante.



Arriba se muestran ejemplos de válvulas de corte ancladas de forma incorrecta:

Otro método utilizado para anclar las válvulas de corte emplea el uso de dispositivos de anclaje de "varilla de tensión" o "perno de extensión". Estos dispositivos consisten en una abrazadera en U en un soporte fundido combinado con pernos de extensión opuestos que, cuando se giran, se extienden hacia afuera y penetran en la pared del sumidero. El fabricante exige que estos dispositivos se instalen de forma que **los puntos del perno de extensión penetren siempre en el muro de concreto**. Los puntos nunca deben anclarse en ningún otro material como metal, plástico, madera, etc. Además, el fabricante exige que, para proporcionar la mayor estabilidad del anclaje posible, los pernos se coloquen en un ángulo de 90 grados con respecto a la pared del sumidero. Estos anclajes suelen utilizarse en situaciones de reequipamiento en las que nunca se instalaron originalmente anclajes de válvula de corte o en las que se necesita estabilidad adicional cuando el sistema de anclaje original ha fallado.

<p>Perno de extensión no instalado en ángulo de anclaje en el concreto</p>	<p>Instalado correctamente en concreto</p>	<p>Instalación incorrecta: no en concreto y no en 90°</p>

### c. Degradación de las tuberías de plástico flexible

Se ha vuelto popular instalar tuberías de plástico flexible en las instalaciones de UST nuevas porque pueden instalarse en una sola sección sin secciones ni racores. Algunos tipos de



tuberías de plástico flexible fabricadas antes de 2005 han presentado problemas de dilatación y deformación de los racores finales cerca del tanque o surtidor. Se ha descubierto que la degradación microbiana provoca fallas en las tuberías Enviroflex de la marca Total Containment (TCI) fabricadas antes de 1994, denominadas de 1.<sup>ra</sup> generación (consulte a continuación).



La 1.<sup>ra</sup> generación de tuberías TCI se retiró en 1995 y se sustituirá de acuerdo con la política de la División<sup>4</sup>

El producto derivado del petróleo en contacto con tuberías y/o racores en los sumideros de contención es potencialmente una causa de falla de las tuberías de plástico flexible y debe retirarse inmediatamente.<sup>5</sup> Se recomienda que los propietarios/operadores inspeccionen rutinariamente los componentes de las tuberías de plástico flexible y los sistemas de contención secundaria para detectar problemas tales como:

- Torsiones o grietas en la pared exterior de la tubería
- Torceduras o dobleces en los conectores flexibles
- Signos de dilatación o abombamiento
- Entradas o arranques de sumidero estiradas o rotas
- Racor metálico agrietado en el extremo terminal de la tubería
- Evidencia de descamación o decoloración de la pared exterior de la tubería

#### **d. Surtidores satelitales**

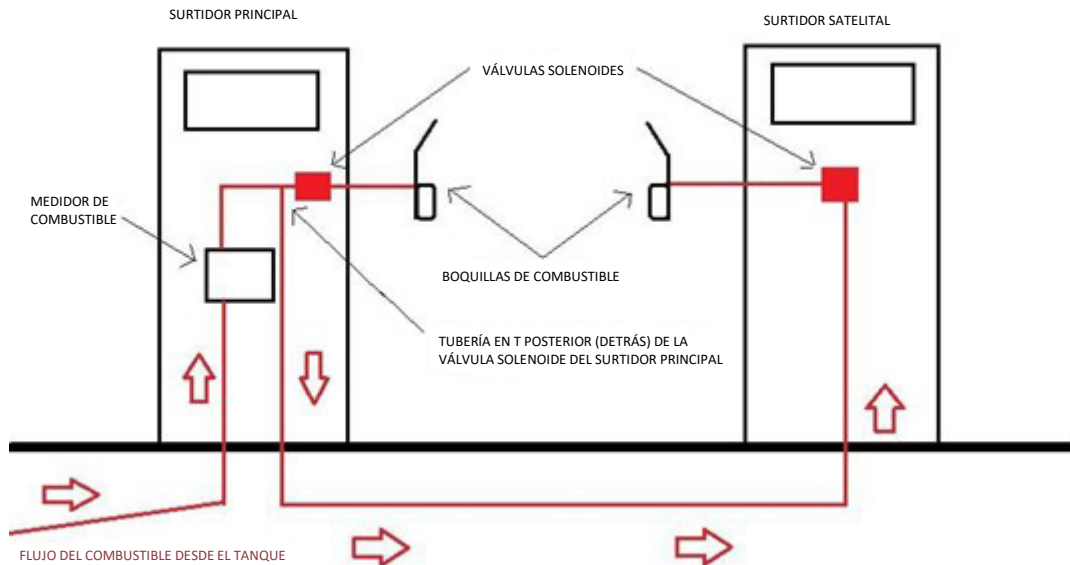
Las estaciones de servicio para flotas y paradas de camiones suelen instalar surtidores satelitales para abastecer de combustible a los camiones con tanques dobles a cada lado. La tubería del producto suele ir desde el surtidor principal hasta los surtidores satelitales situados encima del medidor de combustible y se controla mediante la activación de la válvula de solenoide cuando se activa el surtidor. Esto le permite a los clientes abastecer combustible a ambos lados de un vehículo al mismo tiempo. Estas configuraciones pueden causar problemas de detección de fugas cuando se configuran de forma incorrecta. Debido a que los surtidores satelitales reciben el nombre el combustible por envío presurizado, es necesario que cuenten con una válvula de corte debidamente anclada.<sup>6</sup>

<sup>4</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(5)

<sup>5</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(2)(b)4. y .04(4)(c)1.(iii)

<sup>6</sup> Requerido por la Regla .0400-18-01-02(1)(b)

El siguiente diagrama ilustra un surtidor satelital correctamente configurado:



Las tuberías que van del surtidor principal al satelital deben estar monitoreadas por un detector de fugas automático en la línea y deben someterse a una prueba anual de estanqueidad o a un monitoreo intersticial.<sup>7</sup> Esto se consigue si el solenoide del surtidor satelital está situado en el lado de salida de la válvula de corte del surtidor satelital. El detector de fugas en la línea maestra debe poder monitorear la línea satelital. El principio es que al activarse cualquiera de los dos surtidores, el detector de fugas “leerá” rápidamente la línea desde el punto del detector de fugas hasta el solenoide del surtidor satelital. Si el detector detecta una fisura en cualquier punto de la línea, restringirá el flujo.

## 8. DETECCIÓN DE FUGAS

Hay varios tipos de métodos de detección de fugas para tuberías presurizadas y cada método tiene sus ventajas. **Las Reglas .04(2)(b)1.(i) y .04(4)(a) exigen que todos los sistemas de tuberías presurizadas cuenten con un detector de fugas en la línea.** Las tuberías presurizadas deben disponer de un método de detección de fugas del grupo 1) y otro del grupo 2) siguientes:

- 1) Detección de fugas catastróficas en la línea:
  - Detectores de fugas mecánicos en la línea (MLLD), o
  - Detectores de fugas electrónicos en la línea (ELLD)  
Consulte las Reglas .04(2)(b)1.(i) y .04(4)(a)
- 2) Monitoreo periódico de detección de fugas:
  - Monitoreo intersticial continuo (obligatorio para las tuberías instaladas a partir del 24 de julio de 2007);
  - Pruebas anuales de estanqueidad de la línea, o
  - Conciliación estadística de inventarios (CEI) mensual, o

<sup>7</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(2)(b)1

Resultado de prueba mensual (0,2 gph) o de prueba anual (0,1 gph) del detector de fugas electrónico en la línea

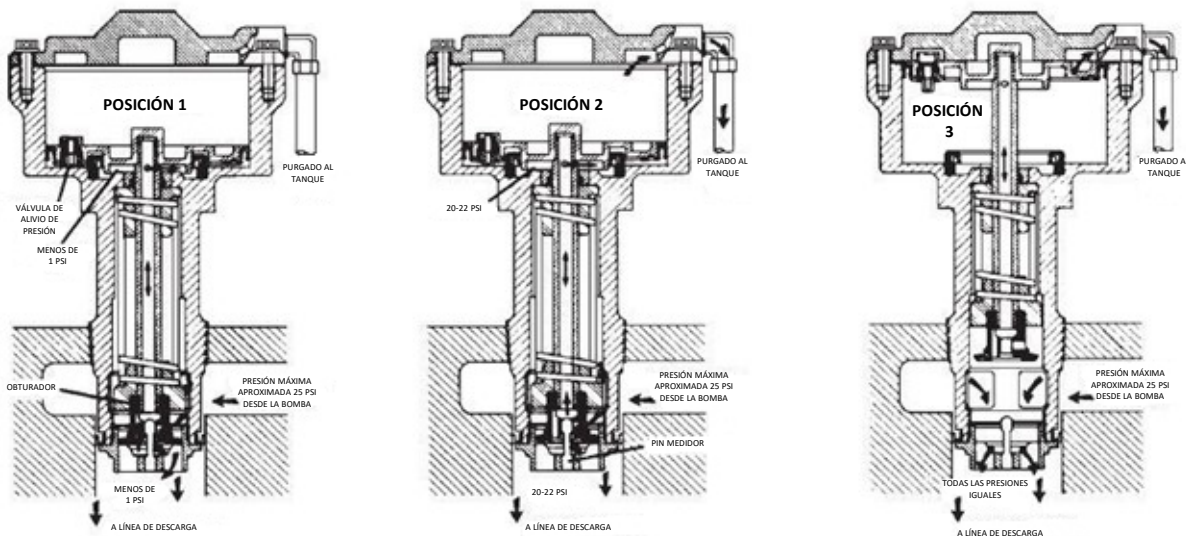
Consulte las Reglas .04(1)(a) y .04(4)(b),(c) y (d)

La CEI y el monitoreo intersticial son dos métodos que tienen los mismos requisitos reglamentarios para las tuberías como para los tanques. Para más información sobre estos métodos de monitoreo mensual, consulte los Capítulos técnicos 3.3 y 3.4 respectivamente.

## 9. REQUISITOS PARA LOS DETECTORES DE FUGAS MECÁNICOS EN LA LÍNEA:

Un detector de fugas mecánico en la línea (MLLD) es una válvula sensible a la presión, accionada por un pistón o diafragma, diseñada para detectar una fuga en la tubería entre el detector de fugas y el surtidor. Cuando se enciende la bomba sumergible, se dosifica una cantidad controlada de producto (tres galones por hora) a través del MLLD al sistema de tuberías. Si se presenta una fuga igual o superior a esta cantidad, una cantidad igual o superior de producto se fuga del sistema a medida que se mide a través del MLLD. En estas condiciones, la presión no puede acumularse en el sistema de tuberías. Cuando se abre una boquilla, un obturador del MLLD se desplaza a una posición que restringe el caudal a aproximadamente de 1,5 a 3 galones por minuto (gpm). El hecho de que el combustible se suministre lentamente es un indicio de que hay presencia de una fuga.

Si no hay fugas, la presión aumenta rápidamente en el sistema forzando al MLLD a abrirse a la posición de caudal máximo. En un sistema sin fuga, se tarda aproximadamente dos segundos en realizar la prueba completa. No se realizan más pruebas en la línea hasta que presión de la línea cae por debajo de 1 psi.



La ilustración anterior muestra tres posiciones de un MLLD de pistón típico

### a. Posición cerrada, “disparada” o relajada

En condiciones normales de funcionamiento, se supone que las líneas están llenas de producto. Cuando la presión del sistema es inferior a 1 psi, el pistón y el obturador están en posición “abajo” o “disparado”. La posición del obturador de la válvula permite que aproximadamente de 1 ½ a 3 galones por minuto fluyan hacia la línea de suministro a través de una derivación, abriendo el obturador de la válvula LLD cuando arranca la bomba



sumergible. Como el sistema está lleno, la presión aumenta rápidamente y el obturador se desplaza a la posición de detección de fugas suponiendo que no hay fugas. La válvula de alivio de presión evita cualquier acumulación de presión bajo el pistón cuando está en posición de disparo permitiendo el alivio del producto atrapado.

## **b. Posición de detección de fugas**

A medida que la presión aumenta rápidamente a aproximadamente 20 a 22 psi, el pistón mueve el obturador a una posición que casi detiene el flujo en la tubería a través del obturador de la válvula LLD. Los detectores de fugas de diafragma más antiguos solamente requieren de 8 a 10 psi para entrar en el modo de detección de fugas. En esta posición, todo el caudal debe desplazarse alrededor de la clavija de medición, lo que lo limita a una tasa aproximada de 3 gph. Si una pérdida simultánea del sistema iguala o supera esta cantidad, la presión de la línea no aumentará más allá de este punto y la válvula permanecerá en la posición de detección de fugas con el flujo principal bloqueado. Si hay un intento de suministrar mientras la válvula está en esta posición, la presión de la línea caerá, el pistón responderá y el obturador regresará a la Posición 1 donde los 1 ½ a 3 gpm fluirán a los surtidores.

Si el sistema de suministro (la válvula solenoide y la boquilla) se abre antes de que finalice la prueba de la línea, el LLD detectará esta apertura como una fuga y restringirá el flujo. El cierre de la(s) boquilla(s) durante un período de tiempo adecuado para permitir la finalización de la prueba de la línea, permitirá la apertura del LLD. Esto a su vez permitirá el flujo completo siempre que no haya fuga adicional para el combustible en el sistema. Si no hay fugas en el sistema, el pequeño flujo alrededor de la clavija de medición aumenta la presión de la línea a aproximadamente 22 psi en aproximadamente 2 segundos, momento en el cual el pistón encajará el obturador en la Posición 3, permitiendo el flujo total. Cualquier producto que se alivie a través de la válvula de alivio de presión durante la posición de disparo se purgará a través del tubo de ventilación hacia el tanque. Esto permite que el pistón se mueva libremente sin contrapresión que obstaculice su movimiento.

## **c. Posición de no fuga**

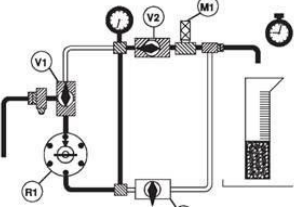




Esta posición permite el flujo total. El obturador permanecerá en esta posición si la presión del sistema se mantiene por encima de 1 psi. A menos de 1 psi el obturador volverá a la Posición 1 y la próxima vez que se active la bomba, el LLD realizará una prueba de la línea.




Detector de fugas mecánico en la línea (MLLD) debe:

- Ser capaz de detectar una fuga tan pequeña como 3 gph a una presión de línea de 10 psi de conformidad con la Regla .04(4)(a). Se trata del estándar industrial "fuera de la caja" para detectores mecánicos de fugas. Todos los MLLD fabricados hoy en día son dispositivos de restricción de caudal. A menudo, cuando se detecta una fuga, el "flujo lento" del producto en el surtidor hará que la persona que suministra el producto alerte a alguien que trabaje en la instalación de que hay un problema.
- Realizar una prueba cuantitativa anual de conformidad con los requisitos de la División para garantizar que funciona según lo previsto en la Regla .04(4)(a). Si el MLLD ya no puede detectar una fuga mínima de 3,0 gph, deberá sustituirse.

**NOTA:** La tasa de fuga de 3,0 gph a 10 psi es una función relativa de la presión y un estándar calibrado exacto establecido por la EPA. Cuando un tercero evalúa un equipo de detección de fugas, se hace pasar el líquido a través de un "orificio simulado" a una velocidad de 3,0 gph a una presión estándar de 10 psi. Una vez calibrado el tamaño del orificio y retirada la parte del dispositivo que

prueba que limita el caudal a 10 psi y probado a cualquier nivel de presión, debe detectar la fuga previamente calibrada. Durante la presión de funcionamiento normal, el estándar de la EPA no exige que el dispositivo pruebe si hay una fuga a 10 psi ni que el dispositivo deba detectar una fuga de 3,0 gph. Si se utiliza una bomba de alta presión, la tasa de fugas de las pruebas aumenta en proporción a la presión de funcionamiento de la BTS. Los MLLD están diseñados para buscar fugas de diferentes tamaños a diferentes presiones de funcionamiento. Por eso se utiliza un estándar de prueba de 3,0 gph a 10 psi para verificar que el dispositivo funciona correctamente.

DISPOSITIVOS DE PRUEBA DE DETECCIÓN DE FUGAS MECÁNICOS/ELECTRÓNICOS				
Foto/Ilustración	Nombre del dispositivo	Fabricante	¿Necesita calibración?	Frecuencia
	Red Jacket FTA (Aparatos de prueba de campo)	Puede montarlo un técnico (consulte el boletín técnico RJ-20)	Sí	Según sea requerido por el técnico (Boletín Técnico RJ-20); verificar la precisión del manómetro
	Línea de Petro-Tite/Evaluador de detector de fuga	Purpora Engineering	No	Certificación del técnico cada 2 años
	Acurite LLD Tester	T and S Corporation	No	Certificación del técnico cada 2 años
	KWA LS-2003	Ken Wilcox and Asociados, Inc.	No	
	Estabrook EZ Chek Line/Leak Detector Tester	Estabrooks, Inc.	No	Certificación del técnico cada 2 años

DISPOSITIVOS DE PRUEBA DE DETECCIÓN DE FUGAS MECÁNICOS/ELECTRÓNICOS				
Foto/Ilustración	Nombre del dispositivo	Fabricante	¿Necesita calibración?	Frecuencia
	FX Tester (solamente LLD)	Red Jacket (Gilbarco Veeder-Root)	No	
	LDT-5000 (solamente LLD)	Tanknology	Sí	Recertificación del técnico cada 2 años, verificación de los manómetros redundantes cada 2 años
	LDT-890 (solamente LLD)	Vaporless Manufacturing	Sí	Recertificación del operador cada 2 años, verificación de los manómetros redundantes cada 2 años

## Ejemplos de detectores de fugas mecánicos en la línea

	
Red Jacket DLD (diafragma)	Red Jacket XLD (diafragma de larga duración)
	
Red Jacket PLD (sin certificación de 3.º)	Red Jacket XLP (pistón de larga duración)
	
Red Jacket Serie FXIV	Red Jacket Serie FXV





FE Petro MLD: gasolina (azul), diésel (marrón) y tuberías flexibles de alto índice (gris)



FE Petro MLD+ (gasolina (tapón azul) y diésel (tapón dorado))



Vaporless 99-LD2000



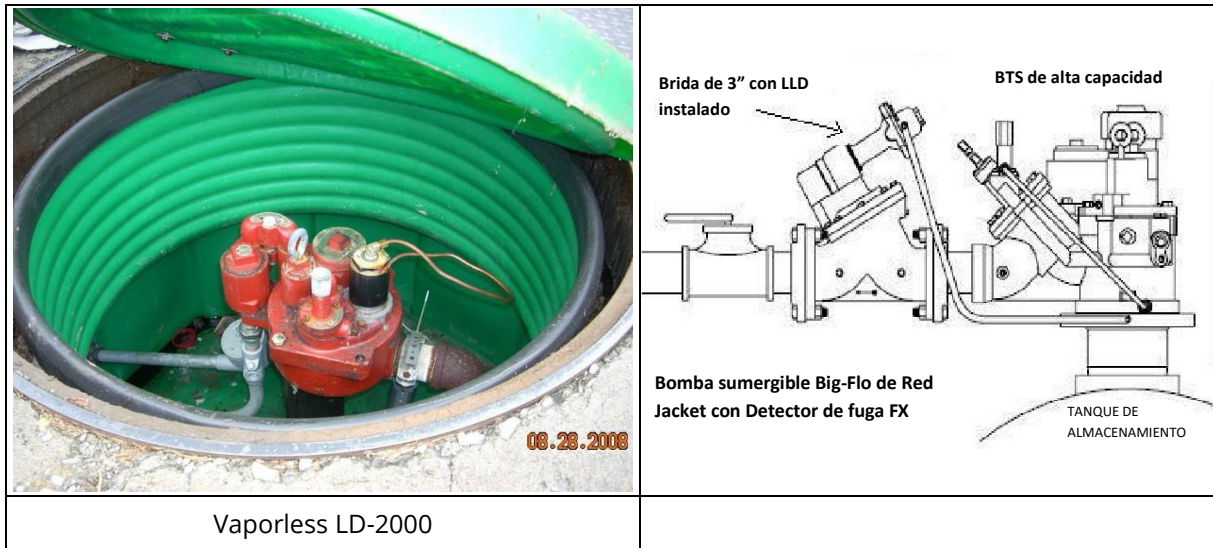
Vaporless 99-LD3000 (alta capacidad)



Red Jacket FXV



FE Petro MLD



## 10. PROBLEMAS COMUNES ASOCIADOS A LA DETECCIÓN MECÁNICA DE FUGAS EN LA LÍNEA

### a. Instalación incorrecta



Los MLLD suelen instalarse en un puerto de empaque situado en la parte superior de la unidad de ensamblaje de descargas de la BTS. Ocasionalmente, un instalador puede optar por instalar la unidad en un racor en T junto a la BTS. Esto es común cuando las unidades de BTS se fabrican sin un puerto de empaque (antes de 1975) o si la unidad de ensamblaje de descarga de la BTS está demasiado cerca de la superficie del suelo. Si se produce una fuga en las tuberías o accesorios entre el MLLD y el ensamblaje de descarga de la BTS, el MLLD no detectará la fuga. El MLLD debe instalarse en el racor en T para el que se diseñó. El MLLD instalado en la foto de la izquierda cumple estos requisitos porque está instalado en un racor en T Red Jacket inmediatamente adyacente a la unidad de ensamblaje de descarga de la BTS. La foto de la



derecha muestra un ensamblaje de descarga de la BTS FE Petro HC (alta capacidad) con un adaptador en T situado en un racor acodado. Debido a que el racor acodado está instalado entre el MLLD y el ensamblaje de descarga de la BTS, esa porción de tubería no tiene detección de fuga catastrófica en la línea y debe reemplazarse. Si esta configuración se encuentra en un sumidero, solamente se considerará en cumplimiento si está monitoreada por un sensor de sumidero.<sup>8</sup>

## **b. Bolsas de vapor en las tuberías**

Cuando se realiza el mantenimiento de los sistemas de tuberías presurizadas o se retiran o sustituyen los MLLD puede ingresar aire o vapor en el sistema de tuberías. Las configuraciones de tuberías que incluyen una sección no utilizada también pueden provocar falsas alarmas al permitir que se acumule vapor atrapado. Cualquier vapor atrapado en el sistema de tuberías se comprimirá durante la presurización habitual de las líneas antes de la activación de cada surtidor de producto y provocará falsas alarmas o tiempos de presurización de tuberías más largos.

## **c. Instalación incorrecta del tubo de ventilación**

Todos los MLLD que cuenten con un orificio de ventilación deben tener instalado un tubo de ventilación de cobre desde el orificio de ventilación hasta el orificio de prueba del tanque de la BTS para que el producto drene del MLLD y se restablezca entre los ciclos de bombeo.<sup>9</sup> Este proceso es la forma en que el sistema permite purgar las bolsas de aire de las líneas de producto. Purgar las bolsas de aire de las líneas de producto evita que el MLLD indique una fuga en la línea falsa o una condición de caudal bajo. Algunos fabricantes de MLLD tienen modelos “sin ventilación” que devuelven el producto y el aire de las líneas de producto a la unidad de ensamblaje de descarga de la BTS después de cada prueba. El propietario/operador debe proporcionar información del fabricante para el dispositivo específico si los MLLD no tienen instalado un tubo de ventilación de cobre.<sup>10</sup> Si el fabricante del MLLD ya no es compatible con el MLLD “sin ventilación”, el P/O debe reemplazar el dispositivo inmediatamente. Consulte el ejemplo a continuación:

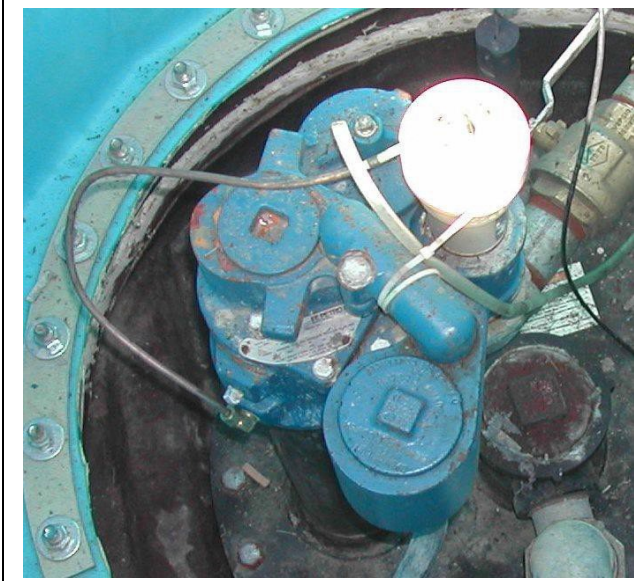
Esto no incluye las series originales DLD y XLD indicadas en la página 11.



<sup>8</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)1

<sup>9</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)2.(ii)

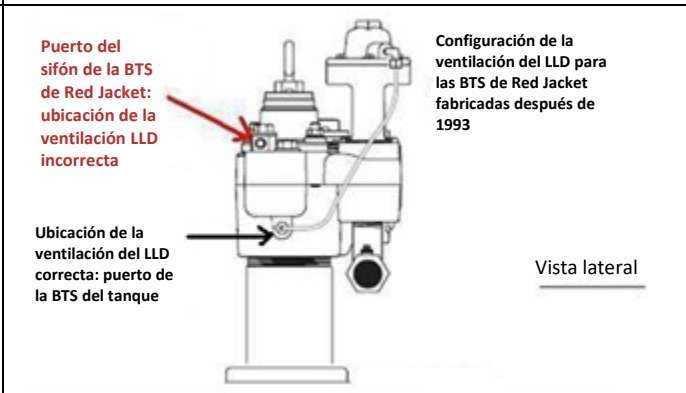
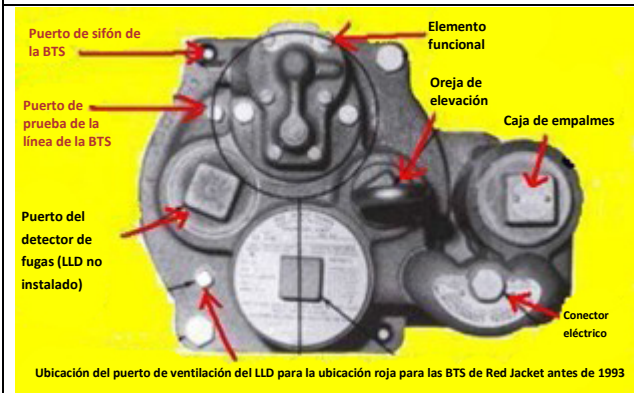
<sup>10</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.03(2) y .04(1)(a)2



Instalación correcta del tubo de ventilación del MLLD en la bomba sumergible FE Petro (puerto inferior del tanque).



Instalación incorrecta del tubo de ventilación del MLLD (puerto de sifón superior), el MLLD no funciona.

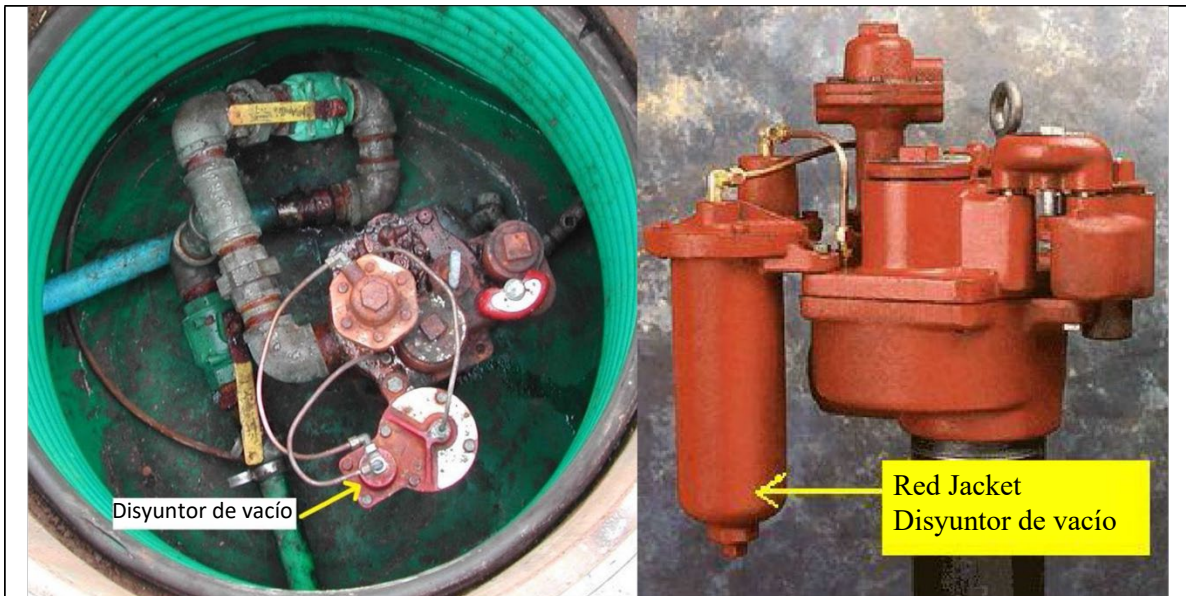


Cuando inspeccione las instalaciones con unidades de BTS de FE Petro, asegúrese de que el MLLD se ventile por el puerto de prueba del tanque (inferior) y no por el puerto de sifón (superior) instalado de fábrica, ya que esto dejará inoperable al MLLD. El puerto superior se utiliza para conectar una línea de vacío cuando se unen dos tanques. La foto de arriba muestra la configuración correcta. Las BTS de Red Jacket fabricadas antes de 1993 tienen el orificio del tanque situado inmediatamente al lado del orificio del detector de fugas. En las unidades de BTS de Red Jacket fabricadas después de 1993, el puerto del tanque está situado en el lado inferior del empaque de descarga de la tubería. Un MLLD no funciona si el tubo de ventilación de cobre está conectado en otro lugar que no sea el puerto de ventilación del tanque.

Si se registra un MLLD sin tubo de ventilación o se configura incorrectamente, puede dañarse el dispositivo debido a la elevación excesiva del diafragma interno. El sistema de tuberías debe desactivarse hasta que el MLLD pueda probarse o sustituirse.



#### d. Contracción térmica



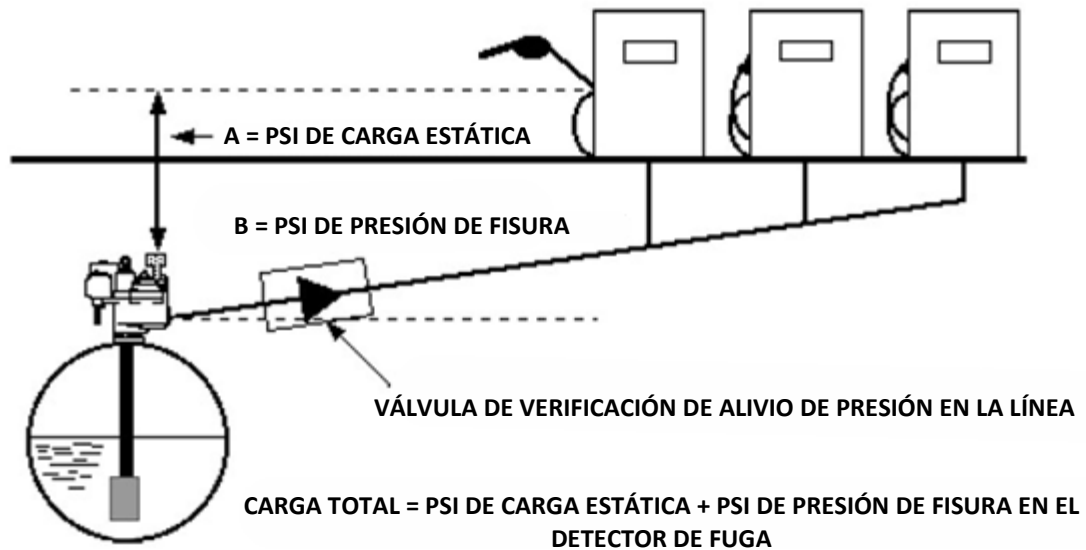
La contracción térmica se produce cuando la temperatura del producto almacenado en el tanque es superior a la temperatura del producto en las tuberías y/o surtidores. Cuando se bombea el producto desde el tanque y entra en contacto con las tuberías del enfriador, el producto se contrae. Esto resulta en una disminución del volumen de producto en la tubería y puede causar falsas alarmas al activar el MLLD en modo de fuga. Esta situación puede ser habitual en los meses de invierno. El disyuntor de vacío de Red Jacket, que se muestra en la foto de arriba, está diseñado para evitar que se produzca un vacío en una línea de productos. Se genera el vacío en un sistema cuando la temperatura desciende y el volumen de producto se contrae, lo que se traduce en una menor presión en la línea. Una contracción extrema puede crear un vacío reduciendo la presión por debajo de 0 psi. En condiciones de vacío, los componentes del sistema de suministro de combustible permiten la entrada de aire en la línea de producto, lo que aumenta significativamente el tiempo que tarda el detector de fugas en realizar una prueba. Este retraso es una interrupción del servicio conocida como “falso disparo”. Para resolver este problema, el disyuntor de vacío actúa como un acumulador. Contiene aproximadamente 1,2 cuartos de galón (1100 ml) de producto y espera a que la presión de la línea caiga por debajo de 0 psi. Cuando ocurre esto, el disyuntor de vacío libera producto en la línea devolviendo la presión a 0 psi. Si una instalación de suministro de combustible experimenta un flujo restringido debido a que el detector mecánico de fugas se dispara por las mañanas y/o después de largos intervalos en los que no se ha suministrado producto, la instalación de un disyuntor de vacío puede resolver o aliviar el problema.

#### e. Presión de la BTS continua

Los MLLD no son compatibles con los sistemas de UST que permiten que una BTS funcione continuamente a presión de bombeo mientras los surtidores no están en uso. Si la BTS funciona continuamente, el MLLD no se restablecerá a la posición de reposo y entrará en el modo de detección de fugas. En esta situación, el MLLD no será capaz de realizar una detección de fuga catastrófica en la línea, lo que constituye una infracción de las reglas de UST .04(1)(a), .04(2)(b)1.(i) y .04(4)(a). Al revisar los registros, el inspector puede verificar que la BTS está ciclando correctamente confirmando que la presión de retención es diferente de la presión de operación registrada por el evaluador durante la prueba anual del MLLD. Un método opcional

para verificar que la BTS cicla correctamente es determinar si el ensamblaje de descarga de la BTS no vibra cuando el surtidor no está en uso.

#### f. Presión de carga estática

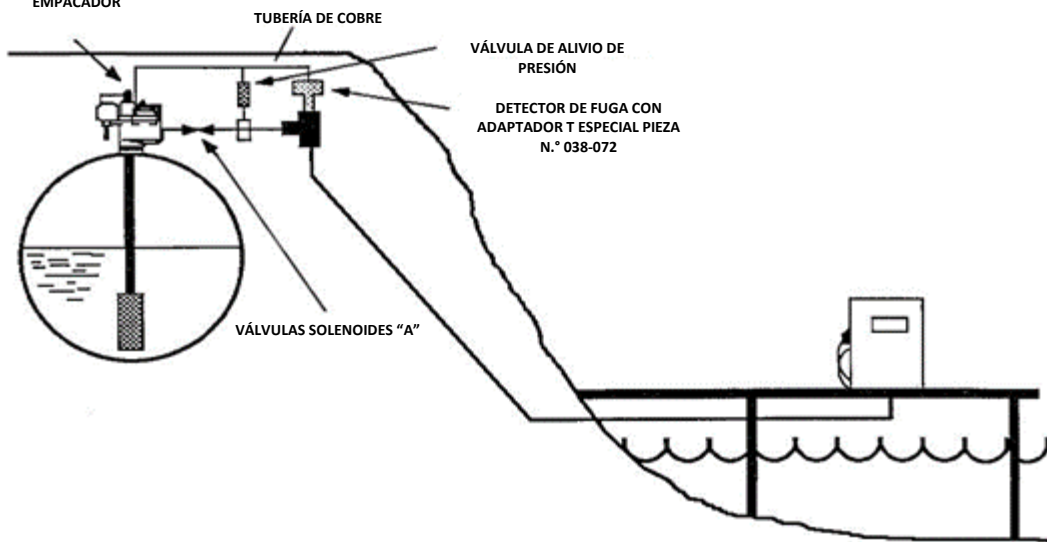


La presión de carga estática puede causar problemas de funcionamiento del MLLD. Este problema puede producirse cuando los tanques se entierran a demasiada profundidad y, como consecuencia, el ensamblaje de descarga de la BTS se sitúa demasiado bajo tierra. La presión de carga estática también es un problema cuando los surtidores se instalan en una pendiente a mayor altura del foso del tanque. El producto en la tubería por encima del MLLD ejercerá una presión de carga estática de aproximadamente 1,0 psi por cada tres (3) pies de elevación vertical. Esta presión evitará que el MLLD se reinicie después de cada prueba. El fabricante recomienda una diferencia de elevación máxima de no más de seis (6) pies, a menos que el propietario del tanque pueda demostrar que el MLLD instalado en este sistema está diseñado para compensar una presión de carga estática más alta.

Las válvulas de verificación en línea instaladas en las tuberías de producto también pueden permitir que no se detecte una posible fuga. Cuando la BTS presuriza la tubería de producto, se necesita presión adicional para abrir la válvula de verificación en línea. Esto se denomina "presión de fisura". La presión adicional creada podría permitir que una fuga pasara desapercibida en la tubería más allá de la válvula de verificación.

### g. Configuraciones de tuberías descendentes

CONECTAR AL PUERTO  
DE "PRUEBA DE  
TANQUE" DEL  
EMPACADOR



Ocasionalmente, instalaciones como marinas, minimercados construidas en una pendiente descendente pronunciada pueden tener configuraciones en las que partes de las tuberías se encuentran a una elevación inferior a la del producto en el tanque. Si se produce una fuga en la tubería, el producto del sistema de UST podría ser “succionado” por el vacío ejercido por el combustible en la tubería. En estas situaciones, los fabricantes de detectores de fugas exigen la instalación de un solenoide electrónico o una válvula antisifón para evitar que el efecto sifón vacíe el tanque en caso de fuga. La válvula antisifón se instalará entre el MLLD y el ensamblaje de descarga de la BTS.<sup>11</sup>

#### **h. Compatibilidad de tipos de tuberías**

Algunos tipos de tuberías de plástico flexible pueden ampliar su diámetro bajo presiones de funcionamiento normales, permitiendo la entrada de producto adicional en la línea, lo que puede dar lugar a falsas alarmas posteriores o umbrales de fuga incorrectos. Esta expansión podría impedir que se detectara una fuga. Algunos fabricantes de MLLD diseñan sus productos específicamente para aplicaciones de tuberías flexibles para tener en cuenta la elasticidad de las tuberías. Si se utilizan tuberías de plástico flexible, el propietario/operador debe verificar que la marca y el modelo de cualquier MLLD en cuestión es compatible con el tipo de tubería utilizada.

#### **i. Compatibilidad de productos**

Los fabricantes de MLLD suelen codificar o clasificar sus productos en función de su viscosidad. Por ejemplo, los MLLD de la marca Red Jacket destinados para ser utilizados con productos diésel/queroseno tendrán un tapón verde. Los detectores de fugas FE Petro se designan por colores: azul (gasolina), beige (diésel/queroseno) y gris (tuberías flexibles). Los MLLD pensados para productos de menor viscosidad, como la gasolina, funcionarán correctamente en sistemas diésel o queroseno y tendrán tasas de fugas más exigentes. Los MLLD diseñados para tuberías diésel no deben utilizarse en configuraciones de tuberías de gasolina.<sup>11</sup>

#### **j. Alteración/Desactivación del LLD**



<sup>11</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)2.(i)



Piedra colocada para desactivar el detector de fugas en la línea

Los MLLD están fabricados para funcionar de forma independiente sin necesidad de abrirlos ni repararlos y deben ser sustituidos cuando dejen de funcionar según su diseño.<sup>12</sup> No se aceptan los MLLD reconstruidos, alterados o reparados.<sup>12</sup> Como prueba de ello se incluyen los arañazos inusuales en los tornillos de la tapa o la eliminación de las placas frontales con el número de serie. **La alteración de un dispositivo de detección de fugas es un DELITO PENAL.**<sup>13</sup> Además, escuche atentamente un retardo de 3 a 10 segundos entre la activación del surtidor y el “aumento” de la presión total al levantar la boquilla del surtidor durante una inspección, lo cual es un indicador general de que el detector de fugas funciona correctamente.

---

<sup>12</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)1

<sup>12</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)2

<sup>13</sup> Requerido por el Código Anotado de Tennessee, Sección 68-215-120(b)



### k. Configuraciones de bombas sumergibles dobles y tuberías múltiples



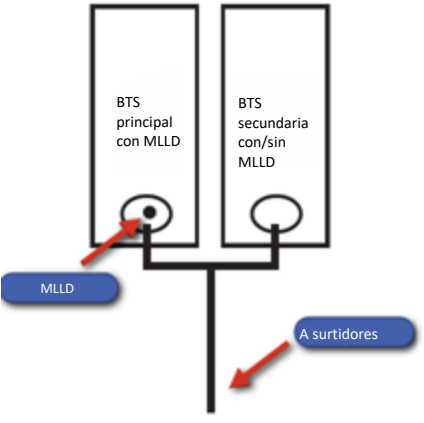
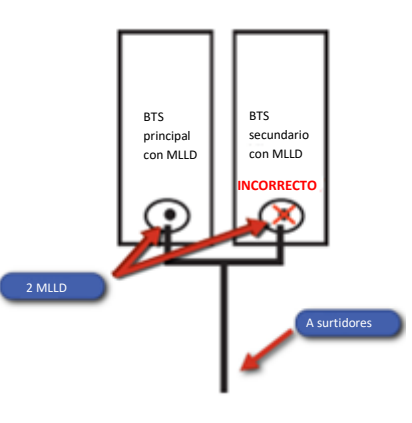
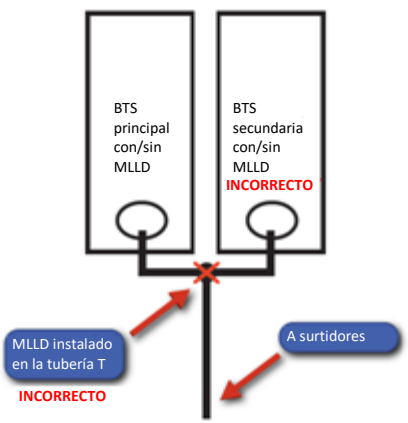
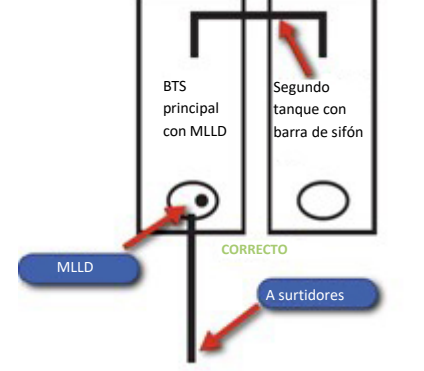
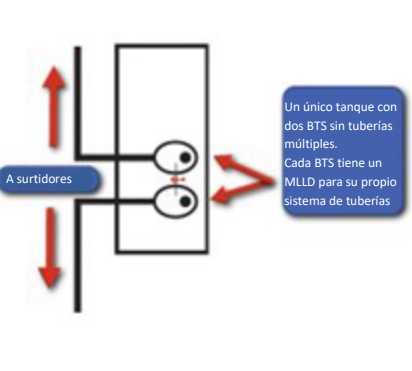
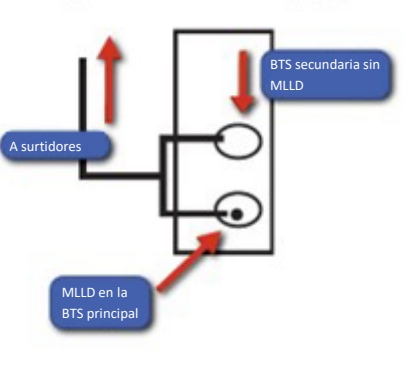
La configuración de las tuberías de UST en la foto superior tiene dos unidades de BTS en un único sistema de tuberías. Los tanques múltiples (dos unidades de BTS en un tanque) y las tuberías múltiples (dos tanques con unidades de BTS separadas combinadas en un sistema de tuberías) están configurados para mantener la presión de la línea en instalaciones de alto rendimiento como paradas de camiones, plantas a granel o tramos de tuberías de más de 100 pies con surtidores múltiples. La unidad BTS principal o “maestra” cuenta con un detector de fugas electrónico en la línea (ELLD), mientras que la unidad BTS secundaria o “auxiliar” parece no tener ningún tipo de detección de fugas catastróficas en la línea. Esta configuración puede estar o no en cumplimiento, dependiendo de varios factores (válvulas de verificación, tasas de funcionamiento de la BTS, etc.).

El propietario del tanque debe consultar a un fabricante de detectores de fugas para asegurarse de que cualquier configuración de BTS dual tiene el equipo de detección de fugas necesario para el cumplimiento.<sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)2(i)

A continuación se muestran algunos ejemplos de configuraciones comunes de tuberías múltiples presurizadas y los requisitos de detección de fugas del fabricante, de conformidad con la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)2(i):

<p><b>Ejemplo 1:</b> Dos tanques con tuberías múltiples; un solo MLLD proporciona 3,0 gph para todo el sistema de tuberías, la BTS secundaria proporciona presión auxiliar o sirve de reserva</p>	<p><b>Ejemplo 2:</b> Dos tanques con tuberías múltiples, cuentan con dos MLLD. Esta configuración solamente proporciona 6,0 gph de detección de fugas catastróficas a todo el sistema de tuberías. El MLLD en la BTS secundaria debe ser eliminado.</p>	<p><b>Ejemplo 3:</b> El MLLD instalado en las tuberías múltiples; no proporciona detección de fugas de 3,0 gph a las tuberías situadas detrás del MLLD. Exige la instalación del MLLD en la BTS principal.</p>
		
<p><b>Ejemplo 4:</b> Las barras de sifón que conectan dos tanques entre sí no necesitan contar con MLLD. Son sistemas de tuberías de succión que no funcionarán si hay una fuga.</p>	<p><b>Ejemplo 5:</b> Un solo tanque puede tener dos BTS para suministrar producto a dos sistemas de tuberías separados. Si los sistemas de tuberías están conectados, hay una tubería múltiple. Se requiere una válvula de bola cerrada permanentemente entre las dos BTS para que el MLLD funcione correctamente</p>	<p><b>Ejemplo 6:</b> Un único tanque con dos BTS y una tubería múltiple. El MLLD debe instalarse en la BTS principal. Solamente se puede instalar una válvula de verificación lo más cerca posible de la BTS secundaria para que el MLLD funcione correctamente.</p>
		

NOTA: Las configuraciones de la BTS que se alternan con tuberías múltiples utilizan un sistema de medición automática de tanques para determinar qué BTS activar en función del tanque que contenga más combustible. Con esta configuración, dos BTS dentro de un mismo sistema de tuberías pueden contar con dos MLLD. Dependiendo de qué BTS se active, ambos MLLD pueden probar todo el sistema de tuberías alternativamente y no interferir con el umbral de fuga permitido.

Si los inspectores detectan configuraciones de tuberías múltiples presurizadas con dos MLLD, el fabricante del MLLD debe verificar que la configuración será adecuada para detectar la fuga.<sup>15</sup> Las pruebas anuales de los MLLD que simulan fugas en la línea no confirmarán una configuración incorrecta del controlador de la BTS, ya que las pruebas se realizan en cada MLLD por separado.

## **11. DETECTORES DE FUGAS ELECTRÓNICOS EN LA LÍNEA**

Los detectores de fugas electrónicos en la línea (“ELLD”) se utilizan habitualmente en las instalaciones de UST para cumplir con los requisitos de detección de fugas en tuberías en caso de catástrofe (3,0 gph continuos), monitoreo mensual (0,2 gph mensuales) y pruebas anuales (0,1 gph anuales). Consulte las Reglas .04(1)(a), .04(2)(b) y .04(4). Los ELLD pueden utilizarse en la mayoría de los sistemas de UST (con excepción del WPLLD que se indica más adelante) que utilizan tuberías presurizadas; sin embargo, es más común encontrarlos en lugares de alto rendimiento o donde los propietarios de UST prefieren un monitoreo remoto continuo de las tuberías. La gran ventaja de la detección electrónica de fugas en las tuberías es que el sistema normalmente puede interactuar con un sistema de medición automática de tanques del mismo fabricante y enviar información actualizada continuamente sobre el sistema de tuberías a un propietario o contratista externo a través de telemetría. Ahora es habitual que los propietarios de tanques con ELLD reciban en su oficina información sobre las pruebas y alarmas de las tuberías, lo que hace más eficaz la conservación de los registros, el mantenimiento y las investigaciones de fugas.

Un sistema de ELLD se compone de un transductor de presión electrónico o un medidor de flujo que se coloca en el ensamblaje de descarga de la BTS donde normalmente se instalaría un detector mecánico de fugas. El ELLD se conecta a una consola del MAT o a un panel de monitoreo independiente mediante un cable de señal a través del conducto eléctrico del relé del BTS existente. El panel de control o MAT está programado para realizar pruebas de fugas en la línea mediante el uso de uno de los siguiente métodos:

### **a. Pérdida de presión de los ELLD**

Utiliza un microprocesador para medir la pérdida de presión durante un período de tiempo preestablecido. La tubería de producto está presurizada por la BTS y una válvula de verificación en la BTS mantiene la presión de la línea. El sistema ELLD puede encender y apagar la BTS una o más veces durante la prueba para aumentar la presión de prueba perdida debido a la contracción térmica del combustible.

### **b. Presión constante de los ELLD**

Mida el desplazamiento de volumen dejando la BTS activa durante el período de prueba y monitoree el nivel de líquido perdido por la tubería durante la inactividad utilizando un medidor de flujo electrónico. A medida que se produce una fuga de combustible, el medidor mide la velocidad a la que se repone el combustible en la tubería. Continúe monitoreando hasta que la tasa de fuga sea constante o hasta que no se detecte ninguna pérdida de combustible.

Al igual que los detectores de fugas mecánicos en la línea, los ELLD realizan una prueba de fugas catastrófica de 3,0 gph entre cada activación del surtidor de combustible. La diferencia principal es que, mientras los dispositivos mecánicos están diseñados para alertar al operador de un problema mediante la restricción del flujo de producto hacia el surtidor, los dispositivos ELLD están diseñados

---

<sup>15</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)2(i)



e instalados para cortar completamente el flujo del producto hacia el surtidor o activar una alarma sonora/visual.

**IMPORTANTE:**

Considere que un propietario/operador podría ser acusado de infracción a la Regla .04(4)(a) y del Código Anotado de Tennessee, Sección 68-215-102(a)1 en el caso de una instalación desatendida si el ELLD solamente está programado para emitir una alarma sonora o visual si detecta fugas de tres galones por hora a una presión de diez libras por pulgada cuadrada en el plazo de una hora. En este caso, el ELLD debe programarse para cortar completamente el flujo hacia el surtidor.

**Ejemplos de detectores de fugas electrónicos en la línea**



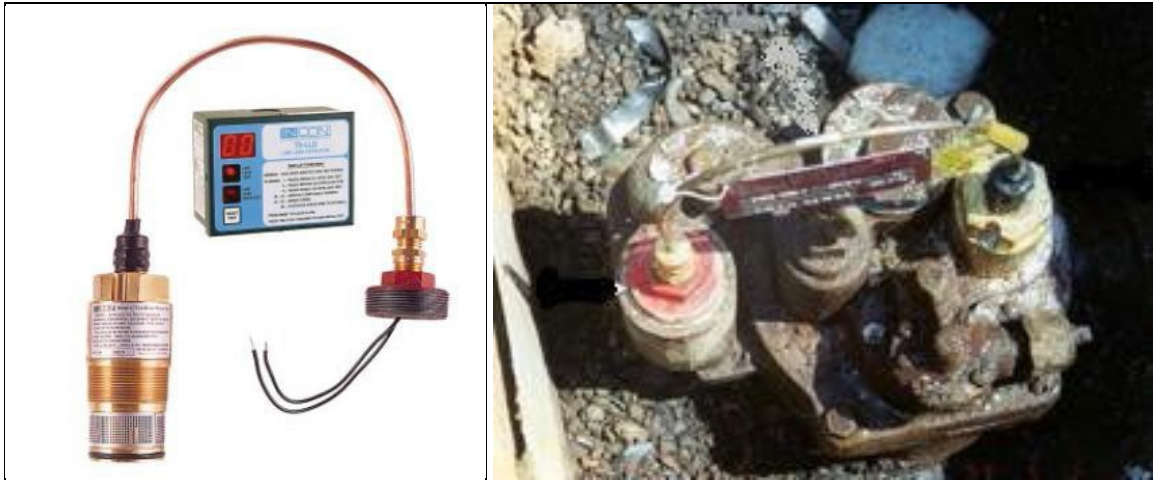
Veeder-Root PLLD



Veeder-Root WPLLD

El Detector de fugas inalámbrico en la línea presurizada (“WPLLD”) de Veeder-Root utiliza un transductor de presión y una válvula de verificación situados donde normalmente se instalaría el LLD. Se conecta un interruptor eléctrico al condensador de la BTS, utilizando las conexiones eléctricas existentes de la BTS para comunicarse con una consola de medición automática de tanques. Si el dispositivo detecta una pérdida de presión en la línea, el interruptor eléctrico no

permite que se cargue el condensador, impidiendo así que la BTS bombee el producto. Esta unidad puede detectar tasas de fugas de 0,1, 0,2 y 0,3 gph. **El WPLLD de Vedeer-Root está aprobado para pruebas de 3,0 gph con algunas tuberías de plástico flexible. Asegúrese de verificar la compatibilidad según las indicaciones del Grupo nacional de trabajo sobre evaluaciones de detección de fugas ("NWGLDE")<sup>16</sup> o las indicaciones de instalación del fabricante.<sup>17</sup>**



Incon TS-LLD (Franklin Fueling)

El Incon TS-LLD es un ELLD de desplazamiento volumétrico que puede instalarse como un dispositivo independiente con una consola de interfaz electrónica (arriba) o conectarse directamente a un sistema de medición automática de tanques Incon. El TS-LLD está disponible en dos modelos para tuberías rígidas y flexibles (revise el número de modelo para comprobar la compatibilidad durante la inspección). Es compatible con sistemas de UST que contengan gasolina, diésel, combustible de aviación y aceites combustibles (no compatible con E85).

NOTA: Franklin Fueling no recomienda el uso del TS-LLD en las instalaciones de alto volumen en las que el caudal de las tuberías supere los 10 galones por minuto o que tengan 4 o más surtidores activos al mismo tiempo.



Incon TS-LS300 y LS500 Autolearn

<sup>16</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01.04(1)(a)5

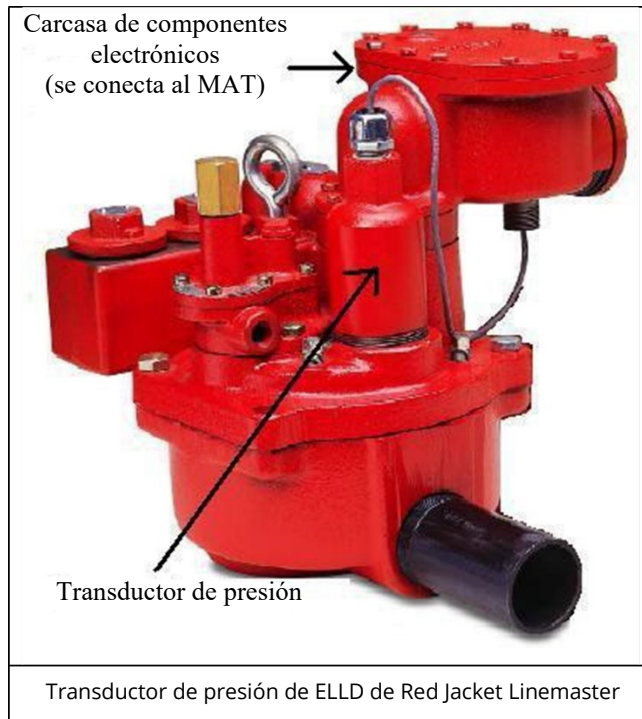
<sup>17</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01.04(1)(a)2(i)

Los sistemas ELLD Autolearn de Incon de la imagen superior constan de un transductor de presión en la línea y un microprocesador en la consola de monitoreo para evaluar los datos del transductor. El elemento funcional se ajusta por encima de la presión de funcionamiento de la BTS para que, cuando se cierre la BTS, el sistema pueda detectar una fuga en función de la caída de presión. Estos dispositivos ELLD registran las características del sistema de tuberías durante las pruebas iniciales de puesta en marcha, lo que permite observar las variaciones de las variables del sistema, como la elasticidad y la configuración de las tuberías (como la cantidad de tuberías rígidas frente a las flexibles en un sistema híbrido).



Este detector de fugas electrónico volumétrico en la línea interactúa con la consola del medidor automático de tanques OPW Integra mediante un módulo de interfaz de fugas en la línea instalado en el relé de la bomba sumergible. El VLLD puede controlar hasta cuatro (4) motores de bomba sumergible instalados en una sola configuración de línea múltiple de producto. Está diseñado con un sensor de flujo interno para detectar y medir los cambios de volumen en la línea de producto presurizado y puede monitorear los cambios de volumen en la tubería del producto cuando no está suministrando combustible. Si dos BTS suministran a una misma línea de productos, se puede realizar una prueba de fugas equivalente a 3,0 gph mientras las BTS están en funcionamiento. El dispositivo es compatible con combinaciones de tuberías rígidas o flexibles con una capacidad máxima de 535,7 galones





El detector de fugas electrónico en la línea Red Jacket Linemaster se utiliza con los Sistemas de medición automática de tanques Red Jacket PPM 4000 o RLM 9000. Además de las funciones de desconexión de la BTS y de un informe de fugas generado por el MAT, una serie de luces LED son visibles a través de una mirilla en la carcasa eléctrica para alertar al operador o al técnico si se detectan fugas o se están realizando pruebas.



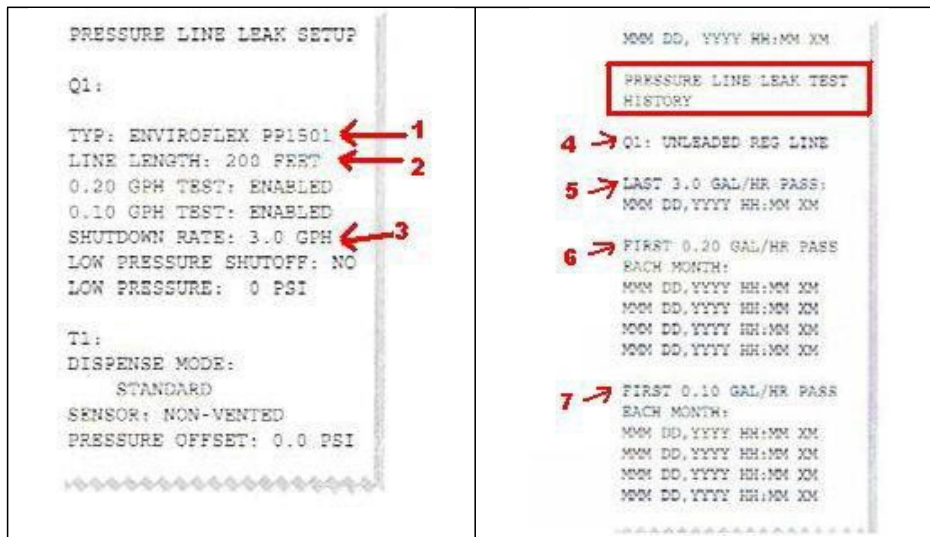
La consola de interfaz para el LS-300 puede instalarse en surtidor o en el interior de la instalación. El transductor de presión se conecta en la BTS o debajo de la válvula de corte. Aunque el dispositivo Campo Miller dejó de fabricarse, la tecnología se incorpora ahora en el dispositivo fabricado por Franklin Fueling como Incon TS-LS300 Autolearn (consulte la foto de la página anterior). Cuando se instale el dispositivo Campo Miller, el operador deberá probarlo de forma visual semanalmente y debe realizar una prueba de funcionamiento completo cada 30 días de acuerdo con las indicaciones del fabricante y la certificación de terceros.<sup>18</sup> El umbral mínimo de fuga de este dispositivo es de 2,36 gph, por lo que solamente es adecuado para la detección de fugas catastróficas de 3,0 gph. **Debido a que este dispositivo solamente tiene alarmas sonoras y**

<sup>18</sup> Requerido por la Regla 0400-18-.01.04(2)(a)2 y .04(1)(a)5

visuales, no puede utilizarse en instalaciones desatendidas según la Regla .04(4)(a). También deben realizarse pruebas anuales de estanqueidad de la línea, monitoreo intersticial o CEI para cumplir con los requisitos de detección de fugas mensual, consulte las Reglas .04(1)(a), .04(2)(b)1. y .04(4).

## 12. PROBLEMAS COMUNES ASOCIADOS A LA DETECCIÓN DE FUGAS ELECTRÓNICA EN LA LÍNEA

### a. Instalación/Programación incorrecta



Información de configuración de ELLD de Veeder-Root para verificar:

- Tipo de tubería: determina la resistencia de la tubería, los resultados de la prueba del ELLD no son válidos si la información es incorrecta.
- Longitud de la línea: si la longitud es demasiado larga, el resultado de la prueba puede ser incorrecto. Debe tener una precisión del 30 % de la longitud real de la línea.
- Tasa de apagado: configuración ajustable a 0,1, 0,2, 0,3 gph o NINGUNO. No hay detección de fugas catastróficas en la línea si se selecciona NINGUNO.
- Etiqueta de tubería de ELLD: necesaria para verificar la ubicación del ELLD y el resultado de la prueba.
- Resultado de la prueba pasa los 3,0 gph: requerido para la detección de fugas catastrófica de 3,0 gph.
- Prueba pasa el 2,0 gph: opcional para cumplir con la opción de monitoreo mensual.
- Prueba pasa el 0,1 gph: opcional para cumplir con la opción de prueba anual de estanqueidad de la línea.

Si los ELLD se utilizan para los requisitos de detección de fugas mensuales (0,2 gph) o anuales (0,1 gph), deben ser programados por el instalador o un técnico certificado para garantizar que las pruebas se realizan correctamente. Factores como el tipo de tubería, la resistencia y la longitud deben ajustarse para evitar falsas alarmas frecuentes y verificar la capacidad de detectar una fuga, consulte las Reglas .02(1)(c), .03(1)(e) y .04(1)(a) y (b). Los inspectores deben exigir un informe de "Configuración de fugas en la línea de presión" cada seis años generado desde el monitor del tanque u otra consola de interfaz para verificar que estos parámetros

están configurados correctamente. Si la longitud programada de la tubería se establece en un 30 % (o más de cincuenta (50) pies) de la longitud real de la tubería, la tasa de fuga catastrófica del ELLD probablemente superará los 4,0 gph y el dispositivo no detectará una fuga correctamente.

Además, ciertas bombas sumergibles de velocidad variable, como el modelo IST-VFC de FE Petro, deben tener los ajustes de encendido y presión de la bomba correctamente configurados para obtener resultados de la prueba de fugas válidos. Los sistemas de detección de fugas Veeder-Root PLLD pueden generar un resultado no válido de la prueba de fugas de la línea de paso si estos ajustes no están configurados correctamente. Consulte la Guía de instalación del PLLD de Veeder-Root (576013-902) para obtener más información cuando se instalen bombas sumergibles de velocidad variable FE Petro.

#### **b. Falla de un componente de la bomba sumergible**

En 2007, Ken Wilcox y Asociados realizó un estudio de campo sobre el rendimiento de los detectores de fugas electrónicos en la línea. Este estudio reveló que cuando las bombas sumergibles FE Petro cuentan con detectores de fugas electrónicos en la línea PLLD de Veeder-Root, el PLLD fue capaz de detectar una fuga simulada de 3,0 gph en solamente el 58 % de las pruebas realizadas. Las BTS de FE Petro fabricadas antes de 2008 contaban con un ensamblaje de chorro de sifón que puede fallar, haciendo que el PLLD no detecte las fugas. Veeder-Root ha emitido un boletín de mantenimiento (versión actualizada del Manual 577013-344, la Guía de solución de problemas del PLLD y WPLLD <https://www.veeder.com/us/sites/veeder.com.us/files/2020-09/577013-344%20-%20PLLD%C2%A0%26%C2%A0WPLLD%C2%A0Troubleshooting%20Guide.PDF> para solucionar el problema y FE Petro ha rediseñado el ensamblaje de chorro de sifón en las BTS fabricadas después de 2008. Este tipo de problemas pone de relieve que, aunque los ELLD no experimenten problemas técnicos que afecten a los resultados de sus pruebas, pueden fallar otros componentes del sistema de UST que pueden invalidar los resultados de las pruebas. Por lo tanto, las pruebas anuales de estos dispositivos son aún más importantes.

#### **c. Servicio de rutina y calibración**

Algunos fabricantes de ELLD afirman que sus productos son “autodiagnósticos” y no requieren pruebas rutinarias de funcionamiento. Sin embargo, todos los ELLD aprobados por terceros que figuran en el sitio web del NWGLDE requieren revisiones de servicio y calibraciones anuales. Todos los ELLD se probarán anualmente de conformidad con el Formulario CN-1341 de Informe de pruebas de estanqueidad de líneas y detectores de fugas de precisión de la División (consulte el Apéndice B y la Regla .04(1)(d).

#### **d. Apagado positivo de la BTS**

A diferencia de los detectores mecánicos de fugas que “restringen el flujo” cuando se detecta una fuga de 3,0 gph, algunas configuraciones de ELLD pueden programarse para que solamente alerten al operador con una alarma visual/sonora en la interfaz de la consola. Si estos avisos de alarma se reconocen y luego se ignoran, una fuga puede pasar desapercibida durante un largo período de tiempo. Todos los sistemas ELLD fabricados hoy en día son capaces de apagar la BTS de forma positiva. Algunos modelos antiguos como el Campo/Miller LS-300 no disponen de esta función. El ELLD debe estar programado para proporcionar un apagado positivo de la BTS o una alarma sonora continua para alertar al operador de un problema, excepto en las instalaciones desatendidas en las que se requiera un apagado positivo de conformidad con la Regla .04(1)(d). Esta función puede verificarse en el Informe de configuración de fugas en la línea del dispositivo o por un técnico certificado.

### e. Compatibilidad de tipos de tuberías

El detector de fugas electrónico presurizado en la línea "inalámbrico" de Veeder-Root WPLLD que se muestra arriba no es compatible con la mayoría de las configuraciones de tuberías de plástico flexible porque no tienen en cuenta la deflexión y expansión de las tuberías bajo presión de funcionamiento. Este tipo de ELLD se identifica por el conducto de aluminio en la parte superior de la unidad que se conecta al ensamblaje de descarga de la BTS para transmitir datos al MAT.



**El WPLLD está aprobado para pruebas de 3,0 gph con algunas tuberías de plástico flexible. Asegúrese de verificar la compatibilidad según las indicaciones del NWGLDE o las indicaciones de instalación del fabricante.**

### f. Conservación de registros

Ciertos sistemas ELLD, como el Incon TS-LLD, que no están interconectados con una consola del MAT, no generarán un informe de prueba escrito ni una prueba de fuga en la línea. En su lugar, utilizan una consola de interfaz que alerta al operador con una serie de códigos que parpadean en una pantalla electrónica. Para cumplir con los requisitos de mantenimiento de los registros de detección de fugas, los propietarios/operadores que utilicen este tipo de equipo de ELLD deben conservar un registro escrito para verificar que el dispositivo se monitorea mensualmente. Consulte las Reglas .03(2)(b)11 y .04(5).

Los resultados de las pruebas de detección de fugas anuales se conservarán durante tres (3) años a partir del 13 de octubre de 2021 de conformidad con las Reglas .04(1)(a)3. y .04(5)(b)2. **Todos los sistemas de UST nuevos deben ser probados en el momento de la instalación. Consulte la Regla .02(3)(c)3.(ii).**

### g. Pruebas de detectores de fugas mecánicos y electrónicos en la línea

Todos los fabricantes de detectores de fugas mecánicos y electrónicos en la línea exigen que sus productos se prueben en el momento de la instalación y, posteriormente, al menos una vez al año.<sup>19</sup> La División determinó que las pruebas "funcionales" o cualitativas no garantizan que los detectores de fugas en la línea puedan detectar correctamente una fuga, ya que definir un detector de fugas automático en la línea como simplemente "funcional" no significa necesariamente que el dispositivo pueda cumplir con el estándar de 3,0 gph a 10 psi de conformidad con la Regla .04(4)(a). Por ejemplo, si un MLLD se ha degradado con el tiempo hasta el punto de que solamente puede detectar una fuga de 5,0 gph a 10 psi, no cumpliría los

<sup>19</sup> Requerido por la Regla 0400-18-.01.04(1)(a)3 y .04(1)(a)5



requisitos de la Regla .04(4)(a).




La División elaboró el Formulario CN-1341 de Informe de prueba de detector de fuga y estanqueidad en la línea de presión (consulte el Apéndice A) para presentar los resultados de las pruebas de detección de fugas en la línea, de conformidad con la Regla .04(4)(a) para ayudar a los propietarios de tanques y a los proveedores de servicios a cumplir con las Reglas .04(5)(b) y .04(5)(c). Los datos requeridos en este formulario son importantes para determinar si cada procedimiento de prueba aprobado por terceros se está siguiendo correctamente.

### 13. REQUISITOS PARA LAS PRUEBAS DE ESTANQUEIDAD DE LA LÍNEA

Si se selecciona la prueba de estanqueidad de la línea, la Regla .04(2)(b)1.(ii) exige que un evaluador certificado por el fabricante del método la realice anualmente. Si el fabricante exige que el evaluador esté certificado, este deberá tener una certificación vigente para que los resultados sean aceptables según las Reglas

.04(1)(a)2. y .04(5). Una prueba de estanqueidad de la línea debe ser capaz de detectar una fuga tan pequeña como 0,1 galones por hora a una vez y media la presión de funcionamiento normal de conformidad con la Regla .04(4)(b). En la actualidad existen varios métodos de prueba de estanqueidad de líneas aprobados por terceros que pueden utilizarse para cumplir con los requisitos anuales de prueba de 0,1 gph. Los principales tipos de métodos de prueba de estanqueidad de líneas son:

#### a. Pruebas de estanqueidad de líneas volumétricas a presión constante

		
Evaluador de línea Petro-Tite	Evaluador de línea Acurite	Evaluador de línea Tanknology TLD-1

Este método de prueba de estanqueidad de la línea consiste en la presurización adicional de la tubería del producto mediante una bomba hidráulica manual o un gas inerte, como el nitrógeno, para introducir presión adicional. Durante un período de tiempo predeterminado, el evaluador monitorea el cambio de presión en la línea de producto mediante un manómetro. El método de prueba de estanqueidad de la línea Petro-Tite utiliza ajustes de presión constantes mediante la adición de combustible adicional a la línea. Este método requiere que el evaluador compense la dilatación de la línea de producto, la elasticidad de las tuberías de plástico flexible o los conectores flexibles y compense estos factores en la prueba como "purga admisible". La purga puede determinarse al final de la prueba, cuando la presión de las tuberías se reduce a cero. La cantidad de producto acumulado en el cilindro volumétrico a presión operativa cero se compara con la cantidad predeterminada de purga admisible. Si la cantidad de producto recuperado es mayor que la purga permitida, la prueba no es válida. Se requiere una prueba previa de una hora a la presión de prueba cuando se encuentran tuberías



flexibles, conectores flexibles o diámetros de tuberías mayores a 3 pulgadas para tener en cuenta la dilatación de las tuberías. El evaluador de línea Petro-Tite, el evaluador de línea Acurite y el evaluador de línea Tanknology TLD-1 son ejemplos de este tipo de dispositivos.

#### **b. Pruebas de estanqueidad de líneas con transductores electrónicos de presión**

La diferencia entre este tipo de prueba de estanqueidad de líneas y los métodos volumétricos es que el método de caída de presión utiliza un transductor de presión electrónico instalado sobre el terreno para supervisar una serie de cambios de presión a lo largo de un período de tiempo predeterminado. El método utiliza un manómetro para monitorear el cambio de presión. El método de prueba de estanqueidad de líneas MassTech ML3P es un ejemplo de este tipo de dispositivo. Los detectores de fugas electrónicos en la línea que se instalan permanentemente en un sistema de tuberías presurizadas también utilizan transductores de presión y pueden utilizarse para cumplir los requisitos de prueba de estanqueidad de la línea. Aunque la normativa exige que las pruebas de estanqueidad de las líneas se realicen a 1,5 veces la presión operativa, los ELLD utilizan algoritmos matemáticos para simular presiones mayores y cumplir los requisitos de pruebas de terceros para el monitoreo mensual y las pruebas de estanqueidad de las líneas en las Reglas .04(1), .04(2)(b)1.(ii) y .04(4).

#### **c. Pruebas de estanqueidad de la línea externa**

En la actualidad, el método Tracer Tight de PraxAir (antes Tracer Research) es el único método externo aprobado por terceros del NWGLDE para cumplir los requisitos de 0,1 gph a 1,5 veces la presión operativa para las pruebas de estanqueidad de tanques y tuberías según la Regla .04(4)(b). Este método consiste en la instalación de sondas de muestreo en las proximidades de la zanja del tanque y/o de las tuberías. Las sondas de piso pueden instalarse de forma permanente y reutilizarse anualmente. Se introduce un producto químico trazador patentado directamente en el sistema de UST. El trazador se mezcla con el producto derivado del producto en el tanque y no requiere el cierre del sistema de UST. El producto químico trazador se escurrirá al suelo circundante si existe una fuga. Se recogen muestras de aire/vapor de las sondas de muestreo y se analizan para detectar la presencia del trazador en concentraciones tan bajas como 10 partes por mil millones. La duración de la prueba varía en función del tamaño del tanque, el volumen de producto en el tanque y la frecuencia de suministro del producto según las indicaciones del fabricante.

Factores como la permeabilidad del suelo y la presencia de lecho rocoso o aguas subterráneas en las proximidades de la zanja de tuberías pueden afectar el procedimiento de prueba.

### **14. PROBLEMAS COMUNES ASOCIADOS A LAS PRUEBAS DE ESTANQUEIDAD DE LAS LÍNEAS**

#### **a. Bolsas de vapor y expansión de vapor en tuberías**

Las bolsas de vapor se producen con frecuencia cuando los sistemas de tuberías se han limpiado, se sustituyen los detectores de fugas o cuando los sistemas de tuberías no se utilizan con frecuencia, como en el caso de la gasolina premium o el queroseno de temporada. Las bolsas de vapor también son comunes en las instalaciones nuevas antes de que grandes cantidades de combustible hayan eliminado todas las bolsas de vapor. Si se retiran uno o más surtidores y las tuberías de producto no se aíslan o retiran correctamente, los vapores se acumularán en estas terminaciones de tuberías "sin salida" y dificultarán las pruebas de estanqueidad de las líneas. El líquido presurizado obligará que los vapores se contraigan y

posiblemente una falsa indicación de fugas. Los evaluadores de línea deben purgar las bolsas de vapor antes completar las pruebas de línea si el probador sospecha que están presentes. Las variaciones de lectura de volumen de 0,3 galones o más entre períodos de prueba pueden indicar la presencia de bolsas de vapor en el sistema de tuberías.

## **b. Deflexión de tuberías**

Cuando se instalan tuberías de plástico flexible o conectores flexibles de acero en un sistema de tuberías, los métodos de prueba de estanqueidad de líneas volumétricas y de caída de presión deben considerar la capacidad del sistema de tuberías para dilatarse bajo una presión de prueba adicional.<sup>21</sup> Los sistemas de tuberías flexibles tienen diferentes velocidades de expansión. La cantidad de expansión de la tubería en relación con el aumento del volumen de líquido dentro de la tubería bajo una presión conocida se conoce como resiliencia. Los evaluadores deben ser capaces de compensar la capacidad de dilatación de las tuberías flexibles y los conectores flexibles, lo que a su vez provoca pérdidas volumétricas y posibles resultados falsos en las pruebas de fuga.<sup>20</sup> La dilatación admisible es un estándar que pueden utilizar los evaluadores externos para determinar si se ha producido la cantidad de dilatación admisible.

Los evaluadores de estanqueidad de líneas pueden calcular el purga admisible conociendo la elasticidad específica de las tuberías, la longitud de estas y el número de conectores flexibles instalados en cada sistema de tuberías. Una vez finalizada la prueba, se elimina la presión del sistema de tuberías y se mide la cantidad exacta de producto en la línea en una bureta volumétrica. También puede realizarse una prueba previa de una hora a la presión de prueba o por encima de esta para eliminar los efectos de la deflexión de la tubería en los resultados de la prueba. Los dispositivos electrónicos como el PLLD de Veeder-Root utilizan ajustes programados en la instalación para compensar el tipo de tubería, la longitud y la dilatación durante las pruebas de línea.

## **c. Contracción térmica**

Cuando el producto derivado del petróleo de un sistema de tuberías se enfría, tiende a contraerse. Esta contracción reduce el volumen total del producto en la línea, aunque no se haya fugado producto al medioambiente. Un tercero que compruebe la línea puede interpretar incorrectamente esa reducción de volumen como una pérdida de producto. La contracción térmica se produce con mayor frecuencia en zonas donde hay un cambio significativo de las temperaturas diurnas y nocturnas. En algunos casos, puede producirse una contracción térmica cuando una entrega de producto caliente se introduce en el sistema de UST y comienza a enfriarse.

## **d. Expansión térmica**

Cuando el producto derivado del petróleo se calienta en una zanja de tuberías poco profunda o en zonas geográficas con importantes cambios diarios de temperatura, el aumento de la temperatura del líquido hará que el volumen del producto se expanda. Esta condición puede compensar la pérdida de producto por fugas. Es posible que un dispositivo de prueba de líneas no pueda detectar una pérdida de producto si se produce una dilatación térmica. En algunos casos, la dilatación térmica puede producirse cuando una entrega de producto frío se coloca en el tanque y comienza a calentarse en las zanjas de tuberías poco profundas hasta alcanzar la temperatura del suelo circundante. La mayoría de los métodos de prueba de estanqueidad requieren un período de tiempo suficiente para que la temperatura del producto se estabilice

---

<sup>20</sup> Requerido por la Regla .0400-18-01-.04(1)(d)

con la temperatura del suelo antes de que comience la prueba.

## **15. REQUISITOS DE REGISTRO PARA TUBERÍAS PRESURIZADAS**

Todos los registros deben conservarse en el lugar del UST y estar inmediatamente disponibles para su inspección por parte de la División o en una ubicación alternativa de fácil acceso y deben proporcionarse para ser inspeccionados a pedido por la División. Consulte la Regla .03(2)(c)1.(i) y (ii).

### **a. Instalación, mantenimiento y reparación de tuberías**

Se conservarán todos los registros de la sustitución de tuberías durante la vida operativa del sistema de UST. Consulte la Regla .02(6)(f). También deben conservarse los registros de las reparaciones de las tuberías de los sistemas de UST durante la vida operativa del sistema. Consulte la Regla .02(7)(h). Los registros de todas las calibraciones, mantenimiento y reparaciones de los equipos de detección de fugas ubicados permanentemente en el lugar deben conservarse durante al menos un año después de que se complete el trabajo de mantenimiento. Consulte las Reglas .04(5)(c) y .03(2)(b)11. Todos los programas de calibración y mantenimiento necesarios proporcionados por el fabricante del equipo de detección de fugas deberán conservarse durante cinco (5) años a partir de la fecha de instalación.

### **b. REGISTROS DE DETECCIÓN DE FUGAS EN TUBERÍAS**

#### **1. Pruebas anuales de estanqueidad de la línea**

Los resultados de la prueba de estanqueidad más reciente de la línea deben conservarse de conformidad con las Reglas .03(2)(b)11. y .04(5)(b). Los resultados de las pruebas se registrarán en el Formulario CN-1341 de Informe de pruebas de precisión de estanqueidad de la línea y detectores de fugas de la División y se conservarán durante al menos un año. Consulte las Reglas .03(2)(b)11, .04(4)(a) y (b) y .04(5)(b).

#### **2. Detectores de fugas mecánicos en la línea**

Deben someterse a prueba anualmente de conformidad con la Regla .04(4)(a) y los resultados deben conservarse durante al menos tres años para cumplir con las pruebas operativas de los dispositivos mecánicos de detección de fugas de conformidad con las Reglas .04(5)(b)2. y .03(2)(b)11. Los resultados se registrarán en el Formulario CN-1341 de Informe de pruebas de precisión de estanqueidad de líneas y detectores de fugas de la División, de conformidad con la Regla .04(5). Como mínimo, los resultados:

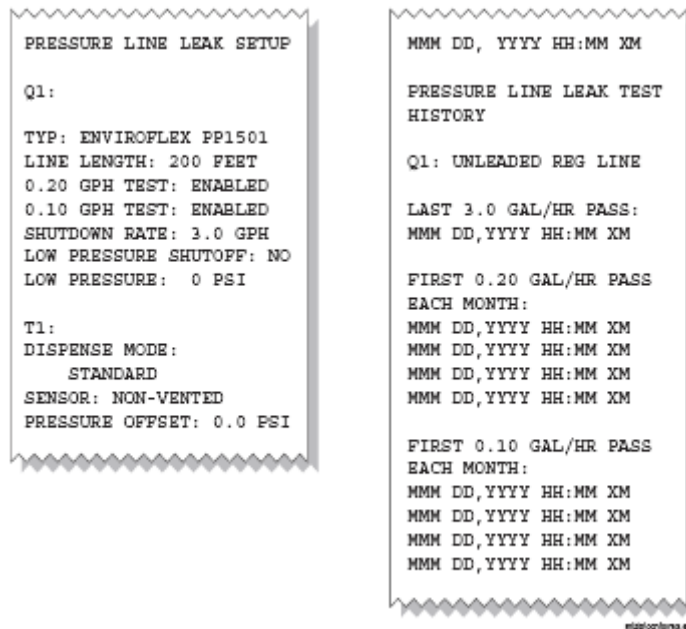
- deben enumerar cada componente sometido a prueba;
- indicar si cada componente sometido a prueba cumple los criterios de la Regla .04(1)(a)3;
- indicar si es necesario tomar medidas; y
- describir las medidas adoptadas para corregir el problema

#### **3. Detectores de fugas electrónicos en la línea**

Deben someterse a prueba anualmente de conformidad con la Regla .04(4)(a) y los resultados deben conservarse durante al menos tres años para cumplir con las pruebas operativas de los dispositivos electrónicos de detección de fugas de conformidad con las Reglas .04(5)(b)2. y .03(2)(b)11. Los resultados se registrarán en el Formulario CN-1341 de Informe de pruebas de precisión de estanqueidad de la línea y detectores de fugas de la

División. La configuración de los ELLD debe verificarse cada seis años durante las inspecciones de funcionamiento de los UST mediante la presentación de una copia del Informe de configuración de fugas en líneas de precisión en el momento de la inspección, de conformidad con las Reglas .04(1)(a)2. y .03(2)(b)11. Esta configuración es necesaria para verificar los ajustes específicos del lugar, como el tipo de tubería, la longitud de las tuberías y la compatibilidad.

### Ejemplos de configuración de fugas en líneas de presión e Informes de antecedentes de fugas en líneas del TLS-350 de Veeder-Root (PLLD)



## 16. TRANSFERENCIA DE REGISTROS EN CASO DE CAMBIO DE PROPIEDAD

En el momento de la transferencia de propiedad, incluida, entre otras, la venta de los sistemas de UST, se transferirán al nuevo propietario de los UST los originales y/o copias de todos los documentos necesarios para cumplir los requisitos de notificación y conservación de registros. Consulte la Regla .03(2)(d).

## 17. INFORMES

**Las siguientes situaciones constituyen una sospecha o confirmación de fuga y deberán notificarse en un plazo de 72 horas:**

- Resultados de las pruebas de estanqueidad de la línea que hayan reprobado. Consulte las Reglas .04(1)(b) y .05(1)(a)3.
- Resultados de cualquier prueba fallida de un detector de fugas electrónico en la línea. Consulte las Reglas .04(1)(b) y .05(1)(a)3.
- Cualquier condición de funcionamiento inusual observada, como un comportamiento errático del surtidor (por ejemplo, suministro lento o disparo del detector de fugas), una pérdida repentina de producto o una presencia inexplicable de agua en el tanque o si los resultados de la detección de fugas indican una sospecha de fuga. Sin embargo, el propietario/operador no está obligado a informar si se detecta que el equipo está defectuoso, pero no presenta fugas y se repara inmediatamente, se recalibra o se sustituye y el monitoreo posterior no

confirma el resultado inicial. Consulte las Reglas .04(1)(b) y .05(1)(a)2.

Los propietarios y/u operadores deben tomar medidas inmediatas para evitar que continúe la fuga de petróleo al medioambiente y tomar medidas inmediatas para identificar y mitigar los riesgos de incendio, explosión y vapores peligrosos. Los propietarios y/u operadores deben reparar o sustituir el tanque y/o las tuberías e iniciar las acciones correctivas, si los resultados de las pruebas del sistema, el tanque o las tuberías de suministro indican que existe una fuga, de conformidad con la Regla .06(3).

## REFERENCIAS

(Para redactar este capítulo se utilizaron las referencias que se citan a continuación. Algunas referencias tienen versiones más recientes en el momento en que se revisó este capítulo).

PEI/RP-100 Prácticas recomendadas para la instalación de sistemas de almacenamiento de líquidos subterráneos, 2005

Sistema de detección de fugas en líneas subterráneas, Junta de Control de Recursos Hídricos del Estado de California, junio de 2000

Módulo de presentación RJ200 Red Jacket

Manual del detector de fugas mecánico RJ 5190 de Red Jacket, marzo de 1993, Informe de ingeniería del RJ-20 de Red Jacket, marzo de 1994

Boletín de Servicio de campo RJ-23-5 de Red Jacket, Revisión B, abril de 1988, Boletín de Servicio de campo RJ-23-18 de Red Jacket, Revisión B, junio de 1989

Boletín de Servicio de campo RJ-23-29 de Red Jacket, Revisión B, diciembre de 1992, Boletín de Servicio de campo RJ-23-39 de Red Jacket, Revisión C, marzo de 1994, Boletín de Servicio de campo RJ-23-48 de Red Jacket, Revisión A, julio de 1994

Boletín de Servicio de campo RJ-23-48 de Red Jacket, Revisión B, junio de 1995, Boletín de Servicio de campo RJ-23-51 de Red Jacket, Revisión B, junio de 1996

Manual de instalación de la BTS-MLD de FE Petro del propietario, Revisión 5, 2004, Boletín Técnico de TB002 de FE Petro, 20 de mayo de 2004

Boletín Técnico de TB013 de FE Petro, 5 de enero de 1999

Estudio de evaluación de campo de sistemas de MAT, sistemas de detección de fugas electrónico en la línea y detectores de fugas mecánicos en la línea, Ken Wilcox y Asociados para el programa de UST de SWRCB de California, junio de 2007

Boletín técnico de fabricación Vaporless 060200, 2 de junio de 2000

Boletín técnico de fabricación Vaporless 070704, 7 de julio de 2004, Guía de inspección de cumplimiento de UST de Iowa, julio de 2007

Departamento de Calidad Ambiental de Mississippi, Formulario de prueba ALLD, julio de 2011, Manual de inspectores de UST de Kentucky, mayo de 2006

Wisconsin COMM 10 (Incon TS-LLD y LS-300 Autolearn)

Manual 576013-623 AA de Veeder-Root: Consolas Series TLS-3XX, Manual de configuración del sistema 577013-465 de Veeder Root, Rev. G: Aplicación de Detectores de fugas electrónicos en la línea Guía 577013-814 del Manual de Veeder-Root, Rev. D: Guía de pruebas operativas de sistemas LLD del Manual Veeder-Root 577013-344, Rev. H: Guía de resolución de problemas de PLLD y WPLLD del Manual de Veeder-Root 577013-727, Rev. B: Ayuda rápida para alarmas PLLD/WPLLD

Manual Veeder-Root 576013-902: Guía de instalación y preparación del lugar de PLLD

## **APÉNDICES**

### **Apéndice A**

**Informe de prueba de estanqueidad de líneas de precisión y detector de fugas (Modificaciones se introducen periódicamente en estos formularios. Consulte en el sitio web de la División la versión más actualizada del Formulario Oficial del Estado).**

### **Apéndice B**

**Instrucciones de prueba del detector de fugas en la línea (mecánico y electrónico)**

### **Apéndice C**

**Ejemplos de Informes de pruebas de detectores de fugas electrónicos en la línea**

## APÉNDICE A





**ESTADO DE TENNESSEE**  
**DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN**  
**División de tanques de almacenamiento subterráneo**  
**William R. Snodgrass Tennessee Tower**  
**312 Rosa L. Parks Avenue, 12th Floor**  
**Nashville, Tennessee 37243**

**INFORME DE PRUEBA DE ESTANQUEIDAD DE LÍNEAS DE PRECISIÓN Y DETECTOR DE FUGAS**

Todas las secciones aplicables de este informe deben completarse de forma legible en su totalidad, documentándose todos los resultados de las pruebas de estanqueidad y de las pruebas del detector de fugas automático en la línea (LLD). Las pruebas cualitativas u "operativas" de los LLD automáticos no son aceptables.

- Complete las Secciones I a VI para todos las pruebas que se realicen.
- Complete la Sección V cuando pruebe los LLD mecánicos.
- Complete la Sección VI cuando pruebe los LLD electrónicos.
- Complete las secciones de la solicitud para las pruebas de estanqueidad de líneas que correspondan al tipo de equipo de prueba utilizado.
- El propietario/operador del sistema de tanques de almacenamiento subterráneo (UST) debe conservar estos resultados durante un período de 3 años.

I. INSTALACIÓN DEL UST	II. PROPIETARIO DEL UST
N.º de ID de la instalación del UST: <input style="width: 80%;" type="text"/>	Nombre de la empresa: <input style="width: 80%;" type="text"/>
Nombre de la instalación: <input style="width: 80%;" type="text"/>	Dirección: <input style="width: 80%;" type="text"/>
Dirección: <input style="width: 80%;" type="text"/>	Ciudad, Estado, Código postal: <input style="width: 80%;" type="text"/>
Ciudad/País: <input style="width: 80%;" type="text"/>	Teléfono: <input style="width: 80%;" type="text"/>

III. EVALUADOR DE LLD/ESTANQUEIDAD DE LÍNEAS	
Nombre del evaluador: <input style="width: 80%;" type="text"/>	Empresa: <input style="width: 80%;" type="text"/>
Dirección: <input style="width: 80%;" type="text"/>	Teléfono: <input style="width: 80%;" type="text"/>
Ciudad, Estado: <input style="width: 80%;" type="text"/>	Dispositivo LLD para prueba: <input style="width: 80%;" type="text"/>
Fecha de prueba: <input style="width: 80%;" type="text"/>	Número de certificación del evaluador: <input style="width: 80%;" type="text"/>
Fecha de certificación del evaluador: <input style="width: 80%;" type="text"/>	Fecha de calibración del dispositivo (si es necesario): <input style="width: 80%;" type="text"/>

IV. INFORMACIÓN SOBRE TUBERÍAS Y SISTEMAS DE UST
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Cada n.º de línea a continuación debe corresponder con la Notificación para tanques de almacenamiento subterráneo más reciente (CN-1260).</li> <li>➤ Todas las reparaciones y/o sustituciones de tuberías deben ser presentadas y autorizadas previamente por la División.</li> <li>➤ Contáctese con la División de UST para obtener su aprobación si se van a realizar reparaciones de tuberías y/o sustituciones de surtidores.</li> <li>➤ Se deberá completar una copia adicional de este informe si en la instalación se utilizan más de cinco (5) líneas de producto.</li> <li>➤ Indicar (N/A) en las secciones no aplicables a continuación si se están realizando pruebas de estanqueidad de líneas en los sistemas de succión.</li> </ul>

Razón de la prueba:	<input type="checkbox"/> Anual/	<input type="checkbox"/> Instalación nueva/	<input type="checkbox"/> Reparación/	<input type="checkbox"/> Investigación de fuga/	<input type="checkbox"/> Otros	<input style="width: 80%;" type="text"/>
---------------------	---------------------------------	---	--------------------------------------	---	--------------------------------	--

Línea n.º:					
Tipo de producto: Gasolina, diésel, queroseno, otro					
Material de la tubería (ST, FRP, plástico flexible):					
Fabricante de la tubería:					
Diámetro de la tubería (pulgadas):					
Longitud de la tubería (pies):					
Fabricante de LLD:					
Modelo de LLD:					
N.º de serie de LLD:					
¿LLD es compatible con el tipo de producto/tubería? (S/N)					
¿La BTS se enciende y apaga correctamente? (S/N)					

N.º de ID de la instalación:

**V. DATOS DE PRUEBA DEL DETECTOR DE FUGAS MECÁNICO EN LA LÍNEA (MLLD)**

- La prueba debe realizarse con el LLD instalado en el sistema de UST durante la prueba como durante el funcionamiento normal.
- La prueba requiere simular una fuga en las tuberías del sistema de UST equivalente a 3 galones por hora (gph) a 10 libras por pulgada cuadrada (psi), lo que equivale a 189 ml/min.
- La prueba debe realizarse en el surtidor situado en el punto más alejado o por encima del LLD.
- Cada producto anterior se corresponderá con el número de tanque designado en el Formulario de Notificación de UST más reciente.

N.º de línea/producto					
Presión máxima de la bomba: (psi)					
Presión de retención: (psi)					
Presión de medición: (psi)					
Purga: (galones)					
Tiempo de apertura: (seg)					
Prueba de tasa de fuga: (gph)					
¿El LLD se mantiene en flujo lento más de 30 segundos? (S/N)					

**VI. DATOS DE PRUEBA DEL DETECTOR DE FUGAS ELECTRÓNICO EN LA LÍNEA (ELLD)**

- Si así lo exige el fabricante del ELLD, esta prueba solamente la realizará un técnico certificado.
- El ELLD debe cortar el flujo o tener una alarma sonora o visual y debe detectar una fuga equivalente a 3,0 gph a 10 psi.
- El técnico o evaluador debe verificar los ajustes programables de la bomba y del ELLD, como el tipo y la longitud de las tuberías.
- Cada LLD debe probarse durante un mínimo de 15 minutos.
- Si procede, adjunte a este informe copias de la configuración de fugas de líneas desde la consola de monitoreo.

¿Es correcta la configuración del ELLD? (S/N)					
¿La fuga simulada equivale a 3,0 gph a 10 psi? (S/N)					
¿La fuga simulada inició una alarma sonora o visual? (S/					
¿La fuga simulada inició el apagado de la BTS? (S/N)					
Número de ciclos de suministro antes del apagado de la BTS:					

**VII. RESULTADOS DE LA PRUEBA DEL LLD**

<b>APRUEBA/REPRUEBA</b>					
¿Está el LLD recién instalado? (S/N) En caso afirmativo, repita la prueba					

**VIII. NOTAS**

- Enumere cualquier condición detectada en el lugar que haya impedido la realización de la prueba del LLD.
- Enumere las condiciones de funcionamiento inusuales detectadas durante la prueba, tales como, pero no limitadas a, contracción térmica o bolsas de aire.
- Enumere cualquier reparación recomendada o realizada antes, durante o después del término de la prueba que deba solucionarse o notificarse.
- Si un LLD reprueba la prueba, debe sustituirse inmediatamente antes de volver a poner la tubería en servicio.
- Si alguna sección de la tubería de producto no está monitoreada por el LLD, el resultado de la prueba será negativo.
- Indique si hay alguna sección del sistema de tuberías que no esté monitoreada por el LLD.

Firma del evaluador  Fecha:

**IX. FORMULARIO DE PRUEBA DE ESTANQUEIDAD DE LÍNEAS PETRO TITE®**

- Complete una (1) página de prueba por cada línea de producto de la instalación. Las Secciones I-IV de este formulario también deben completarse para que los resultados de las pruebas sean válidos.
- La prueba debe realizarse a 60 psi en tuberías flexibles y a 150 % de la presión operativa en tuberías rígidas. Realice una prueba previa para fibra de vidrio de 3" o más, conectores y tuberías flexibles.
- El período de prueba será de un mínimo de 30 minutos (dos lecturas de 15 minutos) si la fuga detectada no supera los 0,005 gph o de un mínimo de 1 hora (cuatro lecturas de 15 minutos) cuando la fuga detectada sea mayor que los 0,005 gph durante los primeros 30 minutos.

N.º de ID de la instalación:	<input type="text"/>	Nombre de la instalación:	<input type="text"/>	Nombre del evaluador:	<input type="text"/>	N.º de certificado/Fecha de vto.:	<input type="text"/>
------------------------------	----------------------	---------------------------	----------------------	-----------------------	----------------------	-----------------------------------	----------------------

Tipo de producto:	<input type="text"/>	Marca/modelo de la BTS	<input type="text"/>	Presión operativa de BTS (psi):	<input type="text"/>	N.º de conectores flexibles instalados:	<input type="text"/>
-------------------	----------------------	------------------------	----------------------	---------------------------------	----------------------	---	----------------------

N.º de línea/Lugar de la prueba:	<input type="text"/>	Mecanismo de aislamiento:	<input type="text"/>	Tipo de cubierta (asfalto, concreto, etc.):	<input type="text"/>	Profundidad de la línea (pulg.)/T. de aire:	<input type="text"/>
----------------------------------	----------------------	---------------------------	----------------------	---	----------------------	---	----------------------

Tiempo (Servicio)	Descripción del evento	Presión (psi)		Volumen (galones)			Comentarios/acciones (Enumere las fugas observadas incluso si se realizan reparaciones y se aprueba la nueva prueba)
		Antes	Después	Antes	Después	Cambio neto	
<input type="text"/>	<i>Prueba previa (si es necesario)</i>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<i>Purga previa a la prueba (si es necesario)</i>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<i>Iniciar prueba de línea</i>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>		<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>		<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>		<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>		<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>		<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>		<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<i>Purga posterior a la prueba</i>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Agregue una página adicional si necesita más filas de eventos. Indique si es necesario en la sección Comentarios/acciones.

**X. RESULTADOS DE LA PRUEBA DE ESTANQUEIDAD DE LÍNEAS**

Purga permitida (gal)	<input type="text"/>	Purga total durante la prueba (gal)	<input type="text"/>	NOTAS: Especifique el motivo de los resultados reprobados o incompletos. Mostrar todos los cálculos de purga si la purga es >0,05 gph. Aprueba la prueba si el cambio neto es <-0,05 gph o <-0,005 gph durante los primeros 30 minutos.
Cambio neto de volumen por hora (gal)	<input type="text"/>	<b>APRUEBA/REPRUEBA</b>	<input type="text"/>	

Firma del evaluador	Fecha de la prueba:
---------------------	---------------------

**XI. FORMULARIO DE PRUEBA DE ESTANQUEIDAD DE LÍNEAS ACURITE**

- La prueba debe realizarse durante una hora como mínimo a 1,5 veces la presión operativa máxima, a menos que se indique lo contrario en la certificación del método de prueba.
- Las lecturas de presión y volumen deben realizarse a intervalos de tiempo constantes durante un mínimo de 30 minutos o hasta que se consiga una pérdida de producto constante. Cualquier pérdida de volumen mayor o igual a 0,01 gph requerirá una inspección de diagnóstico y pruebas adicionales.
- Las Secciones I-IV de este formulario también deben completarse para que los resultados de las pruebas sean válidos.
- Los criterios de aprobado o reprobado se muestran en la certificación de terceros.

N.º de ID de la instalación del UST:	Número de la prueba:
Nombre de la instalación:	Nombre de la empresa:
Dirección:	N.º de certificación/Fecha de vencimiento de la certificación:
Ciudad, Estado:	Tipo de cubierta (asfalto, concreto, etc.):
Temperatura del aire ambiental:	Profundidad aproximada de línea enterrada (pulg.):

Línea n.º:				
Tipo de producto:				
Fabricante y modelo de la BTS:				
Presión operativa de la BTS:				
Lugar de la prueba (Surtidor):				
Mecanismo de aislamiento:				
Prueba de presión (psi):				
Nivel inicial del cilindro:				
Nivel final del cilindro:				
Volumen de fuga:				
Hora de inicio:				
Hora de término: (Mínimo 30 minutos)				

**XII. RESULTADOS DE PRUEBA DE ESTANQUEIDAD DE LÍNEAS ACURITE**

<b>APRUEBA/REPRUEBA</b> aprueba la prueba si el cambio neto es menor que <-0,01 gph				
--	--	--	--	--

**NOTAS: Especifique el motivo de los resultados reprobados o incompletos.**

Firma del evaluador	La fecha:
---------------------	-----------

**XIII. FORMULARIO DE PRUEBA DE ESTANQUEIDAD DE LÍNEAS EZY CHEK DE ESTABROOK**

- La prueba debe realizarse durante una hora como mínimo a 1,5 veces la presión operativa máxima, a menos que se indique lo contrario en la certificación del método de prueba.
- Las lecturas de presión y volumen deben realizarse a intervalos de tiempo constantes durante un mínimo de 30 minutos o hasta que se consiga una pérdida de producto constante. Cualquier pérdida de volumen mayor o igual a 0,05 gph requerirá una inspección de diagnóstico y pruebas adicionales.
- Las Secciones I-IV de este formulario también deben completarse para que los resultados de las pruebas sean válidos.

Número de ID de la instalación:	Nombre del evaluador:	Nombre de la instalación:
Dirección de la instalación:	Número de certificación:	Fecha de vencimiento de la certificación:

**XIV. DATOS Y RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LÍNEAS**

N.º de línea/tipo de producto:	Ubicación de la prueba:
Presión aplicada:	Modelo de la BTS/psi operativo

HORA	DATOS	+/-	GPL	RES	GPH

N.º de línea/tipo de producto:	Ubicación de la prueba:
Presión aplicada:	Modelo de la BTS/psi operativo

HORA	DATOS	+/-	GPL	RES	GPH

RESULTADO FINAL (APRUEBA/REPRUEBA)	
------------------------------------	--

RESULTADO FINAL (APRUEBA/REPRUEBA)	
------------------------------------	--

N.º de línea/tipo de producto:	Ubicación de la prueba:
Presión aplicada:	Modelo de la BTS/psi operativo

HORA	DATOS	+/-	GPL	RES	GPH

N.º de línea/tipo de producto:	Ubicación de la prueba:
Presión aplicada:	Modelo de la BTS/psi operativo

HORA	DATOS	+/-	GPL	RES	GPH

RESULTADO FINAL (APRUEBA/REPRUEBA)	
------------------------------------	--

RESULTADO FINAL (APRUEBA/REPRUEBA)	
------------------------------------	--

**NOTAS: Especifique el motivo de los resultados reprobados o incompletos.**

Firma del evaluador	Fecha de la prueba:
---------------------	---------------------

**XIV. FORMULARIO DE PRUEBA DE ESTANQUEIDAD DE LÍNEAS TLD 1 DE TANKNOLOGY**

- La prueba debe realizarse durante un mínimo de 30 minutos a una presión operativa del 150 %.
- Las lecturas de presión y volumen deben realizarse a intervalos de tiempo constantes durante un mínimo de 30 minutos o hasta que se consiga una pérdida de producto constante. Cualquier pérdida de volumen mayor o igual a 0,05 gph requerirá una inspección de diagnóstico y pruebas adicionales.
- Las Secciones I-IV de este formulario también deben completarse para que los resultados de las pruebas sean válidos.
- El detector de fugas mecánico en la línea debe retirarse o aislarse manualmente de la tubería mientras dure la prueba o la válvula de verificación de la bomba debe cerrarse manualmente si la prueba se va a realizar con el detector de fugas mecánico en la línea en su lugar.

N.º de ID de la instalación del UST:	Número de orden de trabajo:
Nombre del lugar:	Nombre de la empresa:
Dirección:	N.º de certificación/Fecha de vencimiento de la certificación:
Ciudad, Estado:	Tipo de cubierta (asfalto, concreto, etc.):
Temperatura del aire ambiental:	Profundidad aproximada de línea enterrada (pulg.):

N.º de línea/producto:					
Material de las tuberías:					
Ubicación de la prueba: (Surtidor)					
Diámetro: (pulg.)					
Largo: (pies)					
Psi de prueba:					
Cc de purga:					
Hora de la prueba: (min)					
Hora de inicio:					
Hora de finalización:					
gph final:					
Tipo de bomba:					
Marca de bomba:					

**XVI. RESULTADOS DE PRUEBA DE ESTANQUEIDAD DE LÍNEAS TLD**

<b>APRUEBA/REPRUEBA</b>					
-------------------------	--	--	--	--	--

**NOTAS: Especifique el motivo de los resultados reprobados o incompletos.**

Firma del evaluador	Fecha de la prueba:
---------------------	---------------------

**XVII. FORMULARIO DE PRUEBA DE ESTANQUEIDAD DE LÍNEAS PM2 DE LEIGHTON O'BRIEN (Húmeda cuantitativa y seca cualitativa)**

- La prueba debe realizarse a un mínimo de 1,5 veces la presión operativa máxima o 45 psi.
- La prueba húmeda cuantitativa requiere un tiempo de espera mínima de 27,5 minutos entre el suministro y la prueba.
- Las Secciones I-IV de este formulario también deben completarse para que los resultados de las pruebas sean válidos.
- Un sistema de tuberías no debe declararse hermético si el resultado de la prueba indica una pérdida igual o mayor de 0,05 gph determinado por el centro de análisis de Leighton O'Brien.

N.º de ID de la instalación del UST:	Número de la prueba:
Nombre de la instalación:	Nombre de la empresa:
Dirección:	N.º de certificación/Fecha de vencimiento de la certificación:
Ciudad, Estado:	Fecha de la última calibración del sistema (obligatoria anualmente):

N.º de línea/producto:					
Fabricante y modelo de la BTS:					
Presión operativa de la BTS:					
Ubicación de la prueba: (Surtidor)					
Mecanismo de aislamiento:					
Longitud de la prueba estática:					
Presión de prueba:					
Nivel inicial del cilindro:					
Hora de inicio:					
Nivel final del cilindro:					
Tiempo completado: (la prueba húmeda requiere 17 minutos y 25 segundos)					
Tasa de fuga gph calculada:					

**XVIII. RESULTADOS DE PRUEBA DE ESTANQUEIDAD DE LÍNEAS**

<b>APRUEBA/REPRUEBA</b> <b>LR &lt; o = a 0,05 gph: reprueba</b> <b>(Prueba húmeda cuantitativa solamente)</b>					
---	--	--	--	--	--

**NOTAS: Especifique el motivo de los resultados reprobados o incompletos.**

Firma del evaluador	Fecha de la prueba:
---------------------	---------------------

## APÉNDICE B

### Procedimiento de prueba de detectores de fugas automáticos en la línea Detectores de fugas automáticos mecánicos en la línea

**Si así lo exige el fabricante del detector de fugas, las pruebas deberán ser realizadas solamente por un técnico de servicio autorizado.**

#### Configuración de prueba

1. Desconecte la potencia de la bomba y realice los procedimientos de bloqueo/etiquetado de los disyuntores.
2. Purgue la presión de la línea a cero activando el surtidor y abriendo la boquilla, permitiendo que el combustible se drene en un contenedor aprobado. Una vez que se haya purgado toda la presión de la línea, cuelgue la boquilla y cierre la válvula de corte.
3. Conecte el aparato de prueba al puerto de prueba de la válvula de corte en el surtidor más alto. Si no hay cambio de elevación, conecte el aparato de prueba en el surtidor más alejado. Nota: Si la tubería tiene surtidores principales/satelitales, el aparato de prueba debe conectarse al surtidor satelital más alejado.
4. Restablezca la potencia de la bomba. Abra la válvula de corte y presurice la línea activando la bomba. Confirme que no hay fugas en el aparato de prueba ni en la conexión al puerto de prueba de la válvula de corte.
5. Suministre producto por la boquilla surtidora para eliminar todo el aire de la línea.

#### Determine los parámetros operativos del detector de fugas mecánico en la línea

6. Cierre la boquilla del surtidor y deje que la línea se presurice por completo. Registre este valor como la presión máxima de la bomba.
7. Apague la bomba, cierre la válvula de corte y deje que disminuya la presión de la línea hasta que se estabilice. Registre este valor como la presión retención. Nota: Si la presión no se estabiliza, esto puede indicar que la válvula de verificación/elemento funcional están defectuosos o que la junta tórica del empaque en el cabezal de la bomba tiene fugas.
8. Purgue la presión de la línea hasta cero abriendo el orificio de fugas del aparato de prueba y dejando que el líquido se drene en una probeta graduada. El volumen de líquido recuperado es la resiliencia y debe registrarse en mililitros (ml).
9. Después de esperar de 2 a 5 minutos, cierre completamente el orificio de fuga del aparato de prueba, vuelva a encender la bomba y observe el manómetro. La presión debe subir rápidamente y hacer una pausa de aproximadamente 2-5 segundos antes de alcanzar la presión máxima de la bomba. Nota: Si la presión de la línea alcanza la presión máxima de la bomba sin pausa, esto indica que el detector de fugas no se "disparó" (se movió a la posición de búsqueda de fugas). Si el detector de fugas no se ha movido a la posición de búsqueda de fugas, repita el Paso 8.
10. Observe la presión de la línea cuando se detiene y regístrela como presión de medición.
11. Mida con un cronómetro el tiempo que transcurre desde la pausa en la presión de dosificación hasta que se alcanza la presión máxima de la bomba. Registre esta hora como la hora de apertura. Nota: Si el tiempo de apertura es mayor a 2-5 segundos, esto puede indicar que hay aire atrapado en la tubería, que la tubería



tiene una alta elasticidad o que en la tubería puede existir una fuga más pequeña de lo que el detector de fugas es capaz de detectar. ADVERTENCIA: Debe prestar mucha atención al manómetro mientras mide el tiempo de apertura, ya que este se produce con bastante rapidez.

#### Calibrar el orificio de fuga del aparato de prueba

##### **Sin utilizar un regulador de presión:**

12. Tomando como referencia la presión máxima de la bomba registrada en el Paso 6, determine a partir del Cuadro 1 el volumen de fluido que debe descargarse en 60 segundos a la presión máxima de la bomba para simular una fuga equivalente a 3 gph a 10 psi.
13. Encienda la bomba y confirme que se indica la presión máxima de la bomba. Abra ligeramente el orificio de fugas del aparato de prueba y ajuste hasta alcanzar el caudal determinado en el Paso 12. Nota: Para ello, dirija el flujo de fluido a una probeta graduada mientras cronometra durante 60 segundos. Continúe ajustando el tamaño del orificio de fuga del aparato de prueba hasta conseguir la tasa de caudal deseado. Para agilizar la calibración, puede resultarle útil realizar inicialmente ajustes aproximados midiendo el volumen de fluido que corresponde al intervalo de tiempo de 15 segundos indicado en el Cuadro 1. Sin embargo, la calibración final del orificio de fugas del aparato de prueba debe realizarse midiendo el volumen de fluido correcto durante un tiempo completo de 60 segundos.

##### **Con un regulador de presión:**

12. Encienda la bomba y confirme que se indica la presión máxima de la bomba. Abra lentamente el orificio de fuga del aparato de prueba y dirija el flujo de combustible a un contenedor homologado.
13. Ajuste la presión de la línea a 10 psi con el regulador de presión. Dirija el flujo de fluido a una probeta graduada y cronometre durante 60 segundos. Ajuste el tamaño del orificio de fuga del aparato de prueba hasta alcanzar la tasa de caudal deseado de 189 ml/min manteniendo una presión de línea de 10 psi. Nota: Puede ser necesario reajustar el regulador de presión y/o el orificio de fuga del aparato de prueba varias veces para establecer correctamente la tasa de fuga en 189 ml/minuto a una presión de línea de 10 psi. Para agilizar la calibración, puede resultarle útil realizar inicialmente ajustes aproximados midiendo el volumen de líquido que corresponde a 15 segundos ( $1/4$  de 189 ml = 47 ml). Sin embargo, la calibración final del orificio de fugas del aparato de prueba debe realizarse midiendo 189 ml de fluido durante los 60 segundos completos.

#### Determinar si el detector de fugas detecta una fuga equivalente a 3 gph a 10 psi

14. Apague la bomba y permita que la presión de la línea se purgue completamente (0 psi) a través del orificio de fuga del aparato de prueba. Esto debería hacer que el detector de fugas se “dispare” (se mueva a la posición de detección de fugas). Nota: No cambie el tamaño del orificio de fuga del aparato de prueba después de que se haya calibrado correctamente en el Paso 13.
15. Encienda la bomba y deje que se produzca la fuga simulada a través del orificio de fuga calibrado del aparato de prueba. Nota: Si se utiliza un regulador de presión en el aparato de prueba, el regulador de presión debe estar completamente desviado o totalmente abierto mientras se llevan a cabo los Pasos 15 y 16.
16. Observe que la presión de la línea aumenta hasta la presión de medición (determinada en el Paso 10) y permanece allí indefinidamente con la bomba en funcionamiento y la fuga simulada produciéndose a través del orificio de fuga calibrado del aparato de prueba. Nota: La prueba debe realizarse durante un mínimo de 60 segundos. Si la presión de la línea aumenta hasta la presión máxima de la bomba en cualquier momento durante la prueba, esto indica que el detector de fugas se ha abierto completamente y reprueba la prueba.

17. Confirme que el detector de fugas funciona correctamente registrando la presión de la línea observada en el Paso 16 como presión de prueba de fugas. La presión de la prueba de fuga debe ser equivalente a la presión de medición.
18. Mida el volumen de fluido descargado por el orificio de fuga del aparato de prueba mientras se prueba el detector de fugas en el Paso 16 dirigiendo el flujo a la probeta graduada mientras se cronometra durante 60 segundos. Registre esto como el volumen de la prueba de fugas. Nota: El volumen de la prueba de fugas debe ser igual al volumen de fluido que corresponde a la presión de la línea en el Cuadro 1.
19. Consulte el Cuadro 2 para determinar la tasa de fuga (expresada en galones por hora) que corresponde al volumen de fuga observado en el Paso 18. Registre este valor como la tasa de fuga de prueba.

#### Restablecer el estado operativo del sistema

20. Corte la potencia de la bomba, deje que la presión de la línea se purgue hasta cero y cierre la válvula de corte. Realice el procedimiento de bloque/etiquetado de los disyuntores.
21. Retire el aparato de prueba del cuerpo de la válvula de corte y vuelva a instalar correctamente el tapón en el puerto de prueba de la válvula de corte.
22. Restablezca la potencia de la bomba y confirme que no hay fugas en el sistema.
23. Suministre producto en un contenedor homologado para eliminar cualquier resto de aire en la línea y confirme que el detector de fugas funciona correctamente observando que se logra el caudal del producto completo.

#### Criterios de aprueba/reprueba

Aprueba: la presión de la línea no aumenta por encima de la presión de medición mientras dura la prueba con la fuga simulada.

Reprueba: la presión de la línea aumenta hasta la presión máxima de la bomba mientras se produce la fuga simulada O el detector de fugas no se restablece (dispara) cuando la presión de la línea se purga hasta cero.

Nota: Si el detector de fugas no supera la prueba inicialmente, repita el procedimiento de prueba antes de declarar el resultado de la prueba como "reprueba".

## Detectores de fugas automáticos electrónicos en la línea

### Determine los parámetros operativos del detector de fugas electrónico en la línea

1. Desde el panel de control, verifique que los parámetros de configuración del sistema son correctos (por ejemplo, diámetro de la tubería, longitud de la tubería, material de fabricación de la tubería, etc.).
2. Si alguno de los parámetros de configuración no es correcto, realice los cambios que sean necesarios para que los ajustes del sistema se ajusten a las especificaciones.

### Configuración de prueba

3. Desconecte la potencia de la bomba y realice los procedimientos de bloqueo/etiquetado de los disyuntores.
4. Purgue la presión de la línea a cero activando el surtidor y abriendo la boquilla, permitiendo que el combustible se drene en un contenedor aprobado. Una vez que se haya purgado toda la presión de la línea, cuelgue la boquilla y cierre la válvula de corte.
5. Conecte el aparato de prueba al puerto de prueba de la válvula de corte en el surtidor más alto. Si no hay cambio de elevación, conecte el aparato de prueba en el surtidor más alejado. Nota: Si la tubería tiene surtidores principales/satelitales, el aparato de prueba debe conectarse al surtidor satelital más alejado.
6. Restablezca la potencia de la bomba. Abra la válvula de corte y presurice la línea activando la bomba. Confirme que no hay fugas en el aparato de prueba ni en la conexión al puerto de prueba de la válvula de corte.
7. Suministre producto por la boquilla surtidora para eliminar todo el aire de la línea.
8. Cierre la boquilla del surtidor y deje que la línea se presurice por completo. Confirme que la presión de la línea observada es la presión máxima de la bomba.

### Calibrar el orificio de fuga del aparato de prueba

#### **Sin utilizar un regulador de presión:**

9. Tomando como referencia la presión máxima de la bomba observada en el Paso 8, determine en el Cuadro 1 el volumen de fluido que debe descargarse en 60 segundos a la presión máxima de la bomba para simular una fuga equivalente a 3 gph a 10 psi.
10. Con la bomba en funcionamiento y la línea a la presión máxima de la bomba, abra ligeramente el orificio de fugas del aparato de prueba y ajústelo hasta alcanzar la tasa de caudal determinado en el Paso 9. Nota: Para ello, dirija el flujo de fluido a una probeta graduada mientras cronometra durante 60 segundos. Continúe ajustando el tamaño del orificio de fuga del aparato de prueba hasta alcanzar el volumen deseado. Para agilizar la calibración, puede resultarle útil realizar inicialmente ajustes aproximados midiendo el volumen de fluido que corresponde al intervalo de tiempo de 15 segundos indicado en el Cuadro 1. Sin embargo, la calibración final del orificio de fugas del aparato de prueba debe realizarse midiendo el volumen de fluido correcto durante un tiempo completo de 60 segundos.

#### **Con un regulador de presión:**

9. Con la bomba funcionando y la línea a plena presión de bombeo, abra lentamente el orificio del aparato de prueba de fugas y dirija el fluido a un contenedor homologado.
10. Con el regulador de presión, ajuste la presión de la línea a 10 psi. Dirija el flujo de fluido a una probeta graduada y cronometre durante 60 segundos. Ajuste el tamaño del orificio de fuga del aparato de prueba hasta alcanzar la

tasa de fuga deseada de 189 ml/min mientras se mantiene una presión de línea de 10 psi. Nota: Puede ser necesario reajustar el regulador de presión y/o el orificio de fuga del aparato de prueba varias veces para establecer correctamente la tasa de fuga en 189 ml/minuto a una presión de línea de 10 psi. Para agilizar la calibración, puede resultarle útil realizar inicialmente ajustes aproximados midiendo el volumen de fluido que corresponde a 15 segundos (47 ml). Sin embargo, la calibración final del orificio de fugas del aparato de prueba debe realizarse midiendo un volumen de fluido de 189 ml durante los 60 segundos completos.

Determinar si el detector de fugas detecta una fuga equivalente a 3 gph a 10 psi.

11. Sin ajustar el orificio de fuga del aparato de prueba después de que se haya calibrado correctamente en el Paso 9, cuelgue la boquilla del surtidor permitiendo que la bomba se apague.
12. Mientras dirige el flujo de fluido desde el aparato de prueba de fugas a un contenedor homologado, observe que el detector de fugas electrónico en la línea enciende la bomba y presuriza la línea.
13. Confirme que la condición de fuga simulada hace que el detector de fugas electrónico en la línea emita una alarma y/o apague la bomba. Nota: El detector de fugas electrónico en la línea puede encender y apagar la bomba varias veces antes de dar la alarma o apagar la bomba. Registre el número de ciclos de prueba observados antes de que se produzca la alarma/apagado.

Restablecer el estado operativo del sistema

14. Corte la potencia de la bomba, deje que la presión de la línea se purgue hasta cero y cierre la válvula de corte. Realice el procedimiento de bloque/etiquetado de los disyuntores.
15. Retire el aparato de prueba del cuerpo de la válvula de corte y vuelva a instalar correctamente el tapón en el puerto de prueba de la válvula de corte.
16. Restablezca la potencia de la bomba y confirme que no hay fugas en el sistema.
17. Suministre producto en un contenedor homologado para eliminar el aire en la línea y confirme que se logra el caudal del producto completo.

Criterios de aprueba/reprueba

Aprueba: el detector de fugas electrónico en la línea emite una alarma y/o apaga la bomba mientras se produce la fuga simulada.

Reprueba: el detector de fugas electrónico en la línea no activa la alarma ni apaga la bomba mientras se produce la fuga simulada. Nota: Si el detector de fugas no supera la prueba inicialmente, repita el procedimiento de prueba antes de declarar el resultado de la prueba como "reprueba".

**Cuadro 1: Volumen que debe descargarse en el plazo indicado para ser equivalente a una tasa de fuga de 3 gph a 10 psi:**

Presión de la línea (psi)	15 segundos	60 segundos		Presión de la línea (psi)	15 segundos	60 segundos
5	33 ml	134 ml		30	82 ml	328 ml
6	37 ml	147 ml		31	83 ml	333 ml
7	40 ml	158 ml		32	85 ml	338 ml
8	42 ml	169 ml		33	86 ml	344 ml
9	45 ml	179 ml		34	87 ml	349 ml
10	47 ml	189 ml		35	89 ml	354 ml
11	50 ml	198 ml		36	90 ml	359 ml
12	52 ml	207 ml		37	91 ml	364 ml
13	54 ml	216 ml		38	92 ml	369 ml
14	56 ml	224 ml		39	94 ml	374 ml
15	58 ml	232 ml		40	95 ml	378 ml
16	60 ml	239 ml		41	96 ml	383 ml
17	62 ml	247 ml		42	97 ml	388 ml
18	64 ml	254 ml		43	98 ml	392 ml
19	65 ml	261 ml		44	99 ml	397 ml
20	67 ml	268 ml		45	100 ml	401 ml
21	69 ml	274 ml		46	102 ml	406 ml
22	70 ml	281 ml		47	103 ml	410 ml
23	72 ml	287 ml		48	104 ml	415 ml
24	73 ml	293 ml		49	105 ml	419 ml
25	75 ml	299 ml		50	106 ml	423 ml
26	76 ml	305 ml		51	107 ml	427 ml
27	78 ml	311 ml		52	108 ml	431 ml
28	79 ml	317 ml		53	109 ml	436 ml
29	81 ml	322 ml		54	110 ml	440 ml

Ajuste el tamaño del orificio de fuga del aparato de prueba hasta conseguir la tasa de caudal indicado.

<b>Cuadro 2: Conversión de la tasa de fuga de mililitros por minuto (ml/min) a galones por hora (gph)</b>							
Tasa de fuga (ml/min)	Tasa de fuga (gph)		Tasa de fuga (ml/min)	Tasa de fuga (gph)		Tasa de fuga (ml/min)	Tasa de fuga (gph)
134	2,1		281	4,5		374	5,9
147	2,3		287	4,6		378	6,0
158	2,5		293	4,7		383	6,1
169	2,7		299	4,7		388	6,2
179	2,8		305	4,8		392	6,2
189	3,0		311	4,9		397	6,3
198	3,1		317	5,0		401	6,4
207	3,3		322	5,1		406	6,4
216	3,4		328	5,2		410	6,5
224	3,5		333	5,3		415	6,6
232	3,7		338	5,4		419	6,6
239	3,8		344	5,5		423	6,7
247	3,9		349	5,5		427	6,8
254	4,0		354	5,6		431	6,8
261	4,1		359	5,7		436	6,9
268	4,2		364	5,8		440	7,0
274	4,3		369	5,9		445	7,1
Nota: 1 galón por hora = 63,06 mililitros por minuto							

## APÉNDICE C

### Ejemplo de informe de configuración de fuga de la línea de presión de PLLD/WPLLD TLS-350 de Veeder-Root

<p>CONFIGURACIÓN DE FUGAS EN LA LÍNEA DE PRESIÓN</p> <p>-----</p> <p>Q 1: REGULAR</p> <p>TIPO: APT P175SC</p> <p>LONGITUD DE LA LÍNEA: 200 PIES</p> <p>COEFICIENTE TÉRMICO: 0,000700</p> <p>PRUEBA DE 0,20 gph: REPETITIVO</p> <p>PRUEBA DE 0,10 gph: AUTO</p> <p>PASIVO DE 0,10 gph NO</p> <p>TASA DE APAGADO: 3,0 gph</p> <p>DESCONEXIÓN A BAJA PRESIÓN: NO</p> <p>BAJA PRESIÓN: 0 PSI</p> <p>T1:</p> <p>MODO DE SUMINISTRO: ESTÁNDAR</p> <p>SENSOR: SIN VENTILACIÓN</p> <p>DESVÍO DE PRESIÓN: 0,0 PSI</p>	<p><u>Número de línea:</u> ubicación, tipo de combustible, etc.</p> <p><u>Tipo de tubería de producto:</u> determina la resistencia de la tubería, los resultados de la prueba del ELLD no son válidos si la información es incorrecta. Los inspectores deben verificar que el tipo de tubería es correcta.</p> <p><u>Longitud de la línea:</u> ajuste de la longitud total de la tubería desde el tanque hasta el surtidor. Debe tener una precisión del 30 % de la longitud real de la línea o las pruebas no serán válidas. Para longitudes de tuberías flexibles a 200 pies, el propietario del tanque debe demostrar que no se excede la capacidad máxima permitida de la línea para la que se prueba el dispositivo.</p> <p><u>Coefficiente térmico:</u> específico del tipo de producto; determina la cantidad permitida de expansión de líquido debido al cambio de temperatura. 0,0007 es el estándar para la gasolina.</p> <p><u>Programación de la prueba de fugas de la línea 0,20 gph:</u> puede configurarse como Desactivada (predeterminada), Repetitiva (se inicia después de cada prueba de 3,0 gph), Mensual o Manual.</p> <p><u>Programación de la prueba de fugas de la línea 0,10 gph:</u> puede configurarse como Desactivada, Repetitiva, Automática o Manual.</p> <p><u>Pasivo de 0,1 gph:</u> genera el resultado de la prueba de 0,1 gph aprobado más reciente.</p> <p><u>Tasa de apagado:</u> programa el ELLD para apagar la línea de producto después de una prueba de fugas fallida. Puede ajustarse a 3,0 gph, 0,2 gph, 0,1 gph o NINGUNO. 3,0 gph debe estar habilitado en las instalaciones desatendidas o las instalaciones no activarán una alarma sonora/visual.</p> <p><u>Apagado de alarma de baja presión:</u> detecta la baja presión durante el suministro y desactiva la bomba secundaria. El valor predeterminado es 0. Ajustable de 0 a 25 psi.</p> <p><u>Selección del tanque:</u> indica qué bomba (tanque) está controlando el ELLD.</p> <p><u>Modo suministro:</u> selecciona el tipo de modo de suministro. Puede ajustarse a una de las siguientes opciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Estándar:</u> una bomba sumergible en el sistema de tuberías.</li> <li>• <u>Alternativa múltiple:</u> la bomba funciona en el tanque con mayor volumen de inventario. El volumen de producto en los tanques lo determina el MAT. Cada tanque debe tener un LLD con esta configuración para una detección de fugas correcta.</li> <li>• <u>Distribución múltiple:</u> los tanques se bombean al menor volumen posible de uno en uno. El volumen de producto en los tanques lo determina el MAT. Cada tanque debe tener un LLD con esta configuración para una detección de fugas correcta.</li> <li>• <u>Múltiples: Todas las bombas:</u> todas las BTS de la línea se activan al mismo tiempo. La detección de fugas correcta no es posible con este ajuste, ya que no se pueden monitorear una o varias BTS que funcionan simultáneamente.</li> </ul> <p><u>Sensor:</u> indica el tipo de transductor de presión del ELLD.</p> <p><u>Desplazamiento de presión:</u> ajuste regulable en versiones posteriores del software del PLLD, utilizado para compensar los cambios de presión atmosférica en altitudes superiores. Debe ajustarse a 0,0 psi en altitudes inferiores a 2000 pies.</p>
<p>Nota: Las opciones de programación pueden variar en función de las revisiones del software del PLLD de Veeder-Root.</p>	

Ejemplo de informe de antecedentes de prueba de fuga de la línea de presión de TLS-350 de Veeder-Root

<p>NOMBRE DE LA INSTALACIÓN DIRECCIÓN CIUDAD, ESTADO, CÓDIGO POSTAL NÚMERO DE TELÉFONO</p> <p>1 DE ENERO DE 2011, 12:12 a. m.</p> <p>ANTECEDENTES DE PRUEBA DE FUGAS EN LA LÍNEA DE PRESIÓN</p> <p>Q 1: REGULAR</p> <p>ÚLTIMA APROBACIÓN DE 3,0 GAL/H: 1 DE ENERO DE 2011, 12:00 a. m.</p> <p>PRIMER APROBADO DE 0,20 GAL/H CADA MES:</p> <table border="0"> <tr><td>ENE</td><td>1, 2010</td><td>1:30 p. m.</td></tr> <tr><td>FEB</td><td>2, 2010</td><td>1:12 a. m.</td></tr> <tr><td>MAR</td><td>3, 2010</td><td>2:34 a. m.</td></tr> <tr><td>ABR</td><td>4, 2010</td><td>3:56 a. m.</td></tr> <tr><td>MAY</td><td>5, 2010</td><td>3:33 a. m.</td></tr> <tr><td>JUN</td><td>6, 2010</td><td>1:15 a. m.</td></tr> <tr><td>JUL</td><td>7, 2010</td><td>12:02 a. m.</td></tr> <tr><td>AGO</td><td>8, 2010</td><td>1:10 a. m.</td></tr> <tr><td>SEP</td><td>9, 2010</td><td>2:15 a. m.</td></tr> <tr><td>OCT</td><td>10, 2010</td><td>1:45 a. m.</td></tr> <tr><td>NOV</td><td>11, 2010</td><td>4:30 a. m.</td></tr> <tr><td>DIC</td><td>1, 2010</td><td>10:15 a. m.</td></tr> </table> <p>PRIMER APROBADO DE 0,10 GAL/H CADA MES:</p> <table border="0"> <tr><td>OCT</td><td>2, 2010</td><td>1:12 a. m.</td></tr> <tr><td>FEB</td><td>2, 2010</td><td>2:34 a. m.</td></tr> <tr><td>MAR</td><td>2, 2010</td><td>3:56 a. m.</td></tr> </table>	ENE	1, 2010	1:30 p. m.	FEB	2, 2010	1:12 a. m.	MAR	3, 2010	2:34 a. m.	ABR	4, 2010	3:56 a. m.	MAY	5, 2010	3:33 a. m.	JUN	6, 2010	1:15 a. m.	JUL	7, 2010	12:02 a. m.	AGO	8, 2010	1:10 a. m.	SEP	9, 2010	2:15 a. m.	OCT	10, 2010	1:45 a. m.	NOV	11, 2010	4:30 a. m.	DIC	1, 2010	10:15 a. m.	OCT	2, 2010	1:12 a. m.	FEB	2, 2010	2:34 a. m.	MAR	2, 2010	3:56 a. m.	<p>Este es un ejemplo de un informe generado en una instalación que utiliza detectores de fugas electrónicos en la línea PLLD/WPLLD de Veeder-Root.</p> <p><u>Nombre, dirección e información de contacto de la instalación:</u> verifique los informes originados en la instalación que se está inspeccionando. Verifique que la información de la instalación es correcta.</p> <p><u>Fecha y hora actual:</u> indica cuándo se generó el informe.</p> <p><u>Nombre del informe:</u> antecedentes de la fuga de la línea de presión</p> <p><u>Número de línea:</u> ubicación, tipo de combustible, etc.</p> <p><u>Última APROBACIÓN DE 3,0 GAL/H:</u> indica la fecha y la hora de la prueba de fugas catastróficas de 3,0 gph más reciente realizada por el ELLD. Esta prueba debe completarse cada vez que se activa la bomba sumergible para suministrar combustible. Si la fecha de la prueba no es reciente, consulte los informes de antecedentes de alarmas para ver si hay alarmas de fugas de 3,0 gph.</p> <p><u>Primera APROBACIÓN DE 0,20 GAL/H CADA MES:</u> si una instalación utiliza la detección de fugas mensual de 0,2 gph como método principal para la tubería, debe haber un resultado de prueba aprobado disponible para cada uno de los 12 meses anteriores.</p> <p><u>Primer APROBADO DE 0,10 GAL/H DE CADA MES:</u> si una instalación utiliza la detección de fugas de línea anual de 0,1 gph para las tuberías, se debe generar una (1) prueba de aprobación de 0,1 gph para cada línea en la instalación dentro de los últimos doce (12) meses.</p>
ENE	1, 2010	1:30 p. m.																																												
FEB	2, 2010	1:12 a. m.																																												
MAR	3, 2010	2:34 a. m.																																												
ABR	4, 2010	3:56 a. m.																																												
MAY	5, 2010	3:33 a. m.																																												
JUN	6, 2010	1:15 a. m.																																												
JUL	7, 2010	12:02 a. m.																																												
AGO	8, 2010	1:10 a. m.																																												
SEP	9, 2010	2:15 a. m.																																												
OCT	10, 2010	1:45 a. m.																																												
NOV	11, 2010	4:30 a. m.																																												
DIC	1, 2010	10:15 a. m.																																												
OCT	2, 2010	1:12 a. m.																																												
FEB	2, 2010	2:34 a. m.																																												
MAR	2, 2010	3:56 a. m.																																												
<p>Nota: Las opciones de programación pueden variar en función de las revisiones del software del PLLD de Veeder-Root.</p>																																														



Ejemplo de informe de configuración del sistema TS-2001 utilizando el detector de fugas electrónico LS-300 de INCON

<p>NOMBRE DE LA INSTALACIÓN DIRECCIÓN CIUDAD, ESTADO, CÓDIGO POSTAL NÚMERO DE TELÉFONO</p>	<p>Los sistemas electrónicos de detección de fugas de INCON utilizan un algoritmo de software de "aprendizaje automático" para establecer los parámetros de volumen de producto y de la tubería durante la puesta en marcha del sistema. Factores como el tipo de tubería, la longitud de la tubería y los coeficientes térmicos del producto no son programables y no es necesario verificarlos.</p>
<p>1 DE ENERO DE 2011                      9:50 a. m.</p>	<p>Los inspectores solamente deberían tener que revisar este informe si hay discrepancias en las configuraciones de tanques/líneas o preguntas relacionadas con las salidas de alarmas.</p>
<p>INFORME DE CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA</p>	<p><u>Nombre, dirección e información de contacto de la instalación:</u> verifique los informes originados en la instalación que se está inspeccionando. Verifique que la información de la instalación es correcta.</p>
<p>INFORMACIÓN DEL SISTEMA</p> <p>SOFTWARE PARTE VERSIÓN 1.07 PUBLICADO</p>	<p><u>Fecha y hora actual:</u> indica cuándo se generó el informe.</p> <p><u>Nombre del informe:</u> Informe de configuración del sistema</p> <p><u>Información del sistema:</u> muestra el modelo del MAT, la versión de software y la fecha de instalación del software.</p>
<p>-----</p> <p>LÍNEAS</p>	<p><u>Número de líneas:</u> indica el número total de sistemas de tuberías monitoreadas por los detectores electrónicos de fugas en la instalación.</p>
<p>NÚMERO DE LÍNEAS                      2</p>	<p><u>Número de línea:</u> indica el sistema específico de tanques/tuberías al que están asociados los registros. El número de línea también debe coincidir con el tanque al que está conectada la tubería en el informe de configuración del MAT.</p>
<p>LÍNEA 1</p> <p>NOMBRE                                      REGULAR</p> <p>PRUEBA REPROBADA G/S              NINGUNO</p> <p>FALLO DE PRUEBA G/S                NINGUNO</p>	<p><u>Nombre de la línea:</u> normalmente el grado de combustible, como normal, diésel, etc.</p> <p><u>Prueba reprobada G/S (grupo de salida):</u> un tipo de alarma al que se asigna una prueba de fugas reprobada. Los técnicos del MAT pueden programar un sistema de medición automática de tanques (MAT) para que notifique todas o ninguna de las alarmas asignadas a un grupo de salida específico. Cualquier alarma dentro de este grupo de salida activará una alarma sonora y/o visual programable. <b>Las pruebas de fuga aprobadas o reprobadas no se imprimirán ni se registrarán en el historial de alarmas si no se asigna un grupo de salida.</b></p>
<p>LÍNEA 2</p> <p>NOMBRE                                      PREMIUM</p> <p>PRUEBA REPROBADA G/S              NINGUNO</p> <p>FALLO DE PRUEBA G/S                NINGUNO</p>	<p><u>Prueba reprobada G/S (grupo de salida):</u> el grupo de salida al que está asignado el dispositivo (ELLD). Todos los ELLD asignados a este grupo activarán el mismo tipo de alarma programable. <b>Las pruebas de fuga aprobadas o reprobadas no se imprimirán ni se registrarán en el historial de alarmas si no se asigna un grupo de salida.</b></p>
<p>-----</p> <p>PRUEBAS DE LÍNEA</p>	<p><u>Programación de pruebas de líneas:</u> categoría para asignar una rutina de pruebas y/o tiempos para las pruebas.</p>
<p>PROGRAMACIÓN DE PRUEBAS DE 0,1 gph</p> <p>LÍNEA 1</p> <p>PROGRAMA                                    NINGUNO</p> <p>HORA    12:00 a. m.</p>	<p><u>Programa:</u> incluye categorías separadas para las pruebas de 3,0 gph, 0,2 gph y 0,1 gph. Se realizan pruebas de 3,0 gph antes de cada suministro de combustible. Las pruebas de 0,2 y 0,1 gph pueden programarse para que se ejecuten diaria, semanal o mensualmente.</p>
<p>LÍNEA 2</p> <p>PROGRAMA                                    NINGUNO</p> <p>HORA    12:00 a. m.</p>	<p><u>Hora:</u> hora del día en la que el sistema de MAT está programado para realizar las pruebas de fugas en la línea de 0,2 gph y/o 0,1 gph en el día específicamente asignado.</p>
<p>Nota: Solamente se muestran las secciones aplicables, los informes de configuración también contienen información sobre el tanque. Las opciones de programación pueden variar en función de las revisiones del software de INCON.</p>	

## Ejemplo de informe mensual de pruebas de líneas TS-2001 de INCON

<p>NOMBRE DE LA INSTALACIÓN DIRECCIÓN CIUDAD, ESTADO, CÓDIGO POSTAL NÚMERO DE TELÉFONO</p> <p>1 DE ENERO DE 2011      9:50 a. m.</p> <p>INFORME DE PRUEBA DE LÍNEA</p>	<p>El Informe de prueba de línea de INCON se imprimirá automáticamente cuando se complete una prueba de fuga de línea de 0,2 o 0,1 gph si el informe está habilitado en la Configuración del Sistema. Este informe muestra las últimas pruebas de fuga de una línea seleccionada o de todas las líneas. Las pruebas de 3 gph se imprimen en primer lugar y van seguidas de los resultados de las pruebas de fugas en línea de 0,1 o 0,2 gph más actualizadas.</p>
<p>LÍNEA N.º 1                      REGULAR</p>	<p><u>Nombre, dirección e información de contacto de la instalación:</u> verifique los informes originados en la instalación que se está inspeccionando. Verifique que la información de la instalación es correcta.</p>
<p>PRUEBAS APROBADAS DE 3 gph                      25</p>	<p><u>Fecha y hora actual:</u> indica cuándo se generó el informe.</p>
<p>HORA DE INICIO                      11:00 a. m.</p>	<p><u>Nombre del informe:</u> Informe de la prueba de línea</p>
<p>FECHA DE INICIO                      15/12/10</p>	<p><u>Número de línea:</u> indica el sistema específico de tanques/tuberías al que están asociados los registros. El número de línea también debe coincidir con el tanque al que está conectada la tubería en el informe de configuración del MAT.</p>
<p>HORA DE FINALIZACIÓN                      11:21 a. m.</p>	<p><u>Pruebas aprobadas de 3 gph:</u> indica el número de pruebas de 3 gph aprobadas en las últimas 24 horas.</p>
<p>FECHA DE FINALIZACIÓN                      15/12/10</p>	<p><u>Hora de inicio:</u> indica la hora en que comenzó la prueba de 0,2 o 0,1 gph.</p>
<p>PRUEBA DE LÍNEA                      0,20 gph</p>	<p><u>Fecha de inicio:</u> indica la fecha en que comenzó la prueba de 0,2 o 0,1 gph.</p>
<p>TASA DE FUGA                      0,00 gph</p>	<p><u>Hora de término:</u> indica la hora en que finalizó la prueba de 0,2 o 0,1 gph.</p>
<p>RESULTADOS DE PRUEBA                      APRUEBA</p>	<p><u>Fecha de término:</u> indica la fecha en que finalizó la prueba de 0,2 o 0,1 gph.</p>
<p>LÍNEA N.º 2                      GRADO MEDIO</p>	<p><u>Prueba de línea:</u> tasa de fuga utilizada para la prueba. La prueba reprobará si la tasa de fuga es mayor que el umbral de fuga permitido (la mitad de la tasa de fuga).</p>
<p>PRUEBAS APROBADAS DE 3 gph                      8</p>	<p><u>Tasa de fuga:</u> tasa de fuga real calculada durante la prueba. El umbral de fuga para la prueba es la mitad de la tasa de fuga permitida (umbral de 0,1 gph para una prueba de fuga de 0,2 gph).</p>
<p>HORA DE INICIO                      11:00 a. m.</p>	<p><u>Resultado de la prueba:</u> APRUEBA o REPRUEBA. No se generará ningún resultado de la prueba si se interrumpe o cancela la prueba de fuga de la línea.</p>
<p>FECHA DE INICIO                      15/12/10</p>	
<p>HORA DE FINALIZACIÓN                      11:45 a. m.</p>	
<p>FECHA DE FINALIZACIÓN                      15/12/10</p>	
<p>PRUEBA DE LÍNEA                      0,20 gph</p>	
<p>TASA DE FUGA                      <b>0,31 gph</b></p>	
<p>Nota: Las opciones de programación pueden variar en función de las revisiones del software de INCON.</p>	

## Ejemplo de Informe de historial de pruebas de fugas en la línea de TS-2001 de INCON

<p><b>NOMBRE DE LA INSTALACIÓN</b> <b>DIRECCIÓN</b> <b>CIUDAD, ESTADO, CÓDIGO POSTAL</b> <b>NÚMERO DE TELÉFONO</b></p>	<p>Este es un ejemplo de un Informe de historial de pruebas en la línea generado por un monitor de tanque TS-2001 de INCON y un detector electrónico de fugas LS-300 de INCON. Este informe muestra las 10 últimas pruebas de fugas de línea aprobadas o fallidas por línea (se muestra la primera página de un informe de varias páginas).</p>
<p>1 DE ENERO DE 2011            9:50 a. m.</p> <p style="text-align: center;"><b>HISTORIAL DE PRUEBA DE LÍNEAS</b></p>	<p><u>Nombre, dirección e información de contacto de la instalación:</u> verifique los informes originados en la instalación que se está inspeccionando. Verifique que la información de la instalación es correcta.</p> <p><u>Fecha y hora actual:</u> indica cuándo se generó el informe.</p> <p><u>Nombre del informe:</u> Historial de la prueba de línea</p>
<p>LÍNEA N.º 1                            REGULAR</p>	<p><u>Número de línea:</u> indica el sistema específico de tanques/tuberías al que están asociados los registros. El número de línea también debe coincidir con el tanque al que está conectada la tubería en el informe de configuración del MAT.</p>
<p>HORA DE INICIO                    2:00 a. m. FECHA DE INICIO                12/12/2010 HORA DE FINALIZACIÓN        2:20 a. m. FECHA DE FINALIZACIÓN      15/08/2010 PRUEBA DE LÍNEA                0,20 gph TASA DE FUGA                    0,02 gph RESULTADOS DE PRUEBA            APRUEBA</p>	<p><u>Hora de inicio:</u> indica la hora en que comenzó la prueba de 0,2 o 0,1 gph.</p> <p><u>Fecha de inicio:</u> indica la fecha en que comenzó la prueba de 0,2 o 0,1 gph.</p> <p><u>Hora de término:</u> indica la hora en que finalizó la prueba de 0,2 o 0,1 gph.</p> <p><u>Fecha de término:</u> indica la fecha en que finalizó la prueba de 0,2 o 0,1 gph.</p>
<p>HORA DE INICIO                    2:00 a. m. FECHA DE INICIO                30/11/2010 HORA DE FINALIZACIÓN        2:20 a. m. FECHA DE FINALIZACIÓN      15/08/2010 PRUEBA DE LÍNEA                0,20 gph TASA DE FUGA                    0,04 gph RESULTADOS DE PRUEBA            APRUEBA</p>	<p><u>Prueba de línea:</u> tasa de fuga utilizada para la prueba. La prueba reprobará si la tasa de fuga es mayor que el umbral de fuga permitido (la mitad de la tasa de fuga).</p> <p><u>Tasa de fuga:</u> tasa de fuga real calculada durante la prueba. El umbral de fuga para la prueba es la mitad de la tasa de fuga permitida (umbral de 0,1 gph para una prueba de fuga de 0,2 gph).</p> <p><u>Resultado de la prueba:</u> APRUEBA o REPRUEBA. No se generará ningún resultado de la prueba si se interrumpe o cancela la prueba de fuga de la línea.</p>
<p>HORA DE INICIO                    4:45 a. m. FECHA DE INICIO                15/10/2010 HORA DE FINALIZACIÓN        2:20 a. m. FECHA DE FINALIZACIÓN      15/08/2010 PRUEBA DE LÍNEA                0,20 gph</p>	
<p>Nota: Las opciones de programación pueden variar en función de las revisiones del software de INCON.</p>	

## Ejemplo de Informe de cumplimiento de la línea de TS-2001 de INCON

<p>NOMBRE DE LA INSTALACIÓN DIRECCIÓN CIUDAD, ESTADO, CÓDIGO POSTAL NÚMERO DE TELÉFONO</p>	<p>Este es un ejemplo de un Informe de cumplimiento de línea generado por un monitor de tanque TS-2001 de INCON y un detector electrónico de fugas LS-300 de INCON. Solamente se muestra el resultado de la última prueba aprobada durante cada uno de los 12 meses anteriores para cada tanque. No se muestran las pruebas de fuga reprobadas.</p>
<p>1 DE ENERO DE 2011      9:50 a. m.</p>	<p><u>Nombre, dirección e información de contacto de la instalación:</u> verifique los informes originados en la instalación que se está inspeccionando. Verifique que la información de la instalación es correcta.</p>
<p>INFORME DE CUMPLIMIENTO DE LÍNEA</p>	<p><u>Fecha y hora actual:</u> indica cuándo se generó el informe.</p>
<p>LÍNEA N.º 1                      REGULAR</p>	<p><u>Nombre del informe:</u> Historial de la prueba de línea</p>
<p>PRUEBAS APROBADAS MENSUALMENTE</p>	<p><u>Número de línea:</u> indica el sistema específico de tanques/tuberías al que están asociados los registros. El número de línea también debe coincidir con el tanque al que está conectada la tubería en el informe de configuración del MAT.</p>
<p>HORA DE PRUEBA              1:42 a. m. FECHA DE PRUEBA            15/12/2010 PRUEBA DE LÍNEA            0,20 gph TASA DE FUGA                0,01 gph</p>	<p><u>Hora de prueba:</u> indica la hora en que finalizó la prueba de 0,2 o 0,1 gph.</p>
<p>HORA DE PRUEBA              11:12 p. m. FECHA DE PRUEBA            30/11/2010 PRUEBA DE LÍNEA            0,20 gph TASA DE FUGA                0,00 gph</p>	<p><u>Fecha de prueba:</u> indica la fecha en que finalizó la prueba de 0,2 o 0,1 gph.</p>
<p>HORA DE PRUEBA              2:26 a. m. FECHA DE PRUEBA            30/10/2010 PRUEBA DE LÍNEA            0,20 gph TASA DE FUGA                0,03 gph</p>	<p><u>Prueba de línea:</u> tasa de fuga utilizada para la prueba. La prueba reprobará si la tasa de fuga es mayor que el umbral de fuga permitido (la mitad de la tasa de fuga).</p>
<p>LÍNEA N.º 2                      PREMIUM</p>	<p><u>Tasa de fuga:</u> tasa de fuga real calculada durante la prueba. El umbral de fuga para la prueba es la mitad de la tasa de fuga permitida (umbral de 0,1 gph para una prueba de fuga de 0,2 gph).</p>
<p>HORA DE PRUEBA              1:55 a. m. FECHA DE PRUEBA            15/12/2010 PRUEBA DE LÍNEA            0,20 gph TASA DE FUGA                0,00 gph</p>	
<p>HORA DE PRUEBA              2:20 a. m. FECHA DE PRUEBA            16/11/2010 PRUEBA DE LÍNEA            0,20 gph TASA DE FUGA                0,00 gph</p>	
<p>HORA DE PRUEBA              12:15 a. m. FECHA DE PRUEBA            10/10/2010 PRUEBA DE LÍNEA            0,20 gph TASA DE FUGA                0,00 gph</p>	

<b>(Encabezado del informe)</b>			El detector de fugas electrónico en la línea LLD de OPW EECO genera un informe de prueba de fugas de paso que se genera al mismo tiempo que se realiza el informe de prueba de fugas del tanque.
<b>14-10-00</b>	<b>09:15:00</b>		
<b>INFORME DE PRUEBA DE FUGA DE LÍNEA TANQUE 1 REGULAR</b>			El informe de la prueba de fuga de la línea se imprime al final del informe de la prueba del tanque como se ve a continuación.
<b>TIPO DE PRUEBA:</b>	<b>CONTINUO, 0,2 gph</b>		
<b>UMBRAL:</b>	<b>0,1</b>		
<b>ÚLTIMA ENTREGA:</b>	<b>13-10-00</b>	<b>01:37</b>	
<b>FECHA DE INICIO DE PRUEBA:</b>	<b>13-10-00</b>		
<b>HORA DE INICIO DE PRUEBA:</b>	<b>22:44</b>		
<b>LONGITUD DE PRUEBA:</b>	<b>4,03</b>	<b>HORA(S)</b>	
<b>CAPACIDAD DEL TANQUE:</b>	<b>12 031</b>	<b>GAL US</b>	
<b>% VOLUMEN TOTAL:</b>	<b>60</b>		
<b>NIVEL DE PRODUCTO:</b>	<b>56,54"</b>		
<b>VOLUMEN BRUTO:</b>	<b>7373,54</b>	<b>GAL US</b>	
<b>VOLUMEN NETO:</b>	<b>7327,31</b>	<b>GAL US</b>	
<b>TEMPERATURA DEL PRODUCTO:</b>	<b>70,22</b>	<b>F</b>	
<b>RTD 1:</b>	<b>70,3</b>	<b>F</b>	
<b>RTD 2:</b>	<b>70,2</b>	<b>F</b>	
<b>RTD 3:</b>	<b>70,2</b>	<b>F</b>	
<b>RTD 4:</b>	<b>71,6</b>	<b>F</b>	
<b>RTD 5:</b>	<b>71,7</b>	<b>F</b>	
<b>NIVEL DE AGUA:</b>	<b>1,33"</b>		
<b>VOLUMEN DE AGUA:</b>	<b>34,14</b>	<b>GAL US</b>	
<b>COEF. 1:</b>	<b>0,0785</b>		
<b>RESULTADO DE PRUEBA:</b>	<b>APRUEBA</b>		
<b>TASA DE FUGA:</b>	<b>0,05</b>	<b>GPH</b>	
<b>VOLUMEN DISMINUYE</b>			
<b>14-10-00</b>	<b>09:15:00</b>		
<b>(Encabezado del informe)</b>			
<b>PRUEBA DE FUGA DE 0,2 GPH FINALIZADA APRUEBA PARA LÍNEA 1</b>			
*****			

**TN**

Department of  
**Environment &  
Conservation**



# **Tuberías de succión, alimentación por gravedad y sifón**

## **Manual de inspección estandarizada**

### **Capítulo técnico 3.6**

Departamento de Medioambiente y Conservación de Tennessee

División de tanques de almacenamiento subterráneo

Reglas vigentes a partir del 13 de octubre de 2018

Última edición del documento: 17 de junio de 2022

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

## Índice

1.	EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD .....	1
2.	PROPÓSITO .....	1
3.	AUTORIDAD .....	1
4.	APLICABILIDAD .....	1
5.	INTRODUCCIÓN .....	2
6.	REQUISITOS DE INSTALACIÓN Y REPARACIÓN DE TUBERÍAS DE SUCCIÓN.....	4
	a. Certificación de la instalación .....	4
	b. Estándares de construcción de tuberías .....	5
	c. Sistemas de UST instalados/sustituidos a partir del 24 de julio de 2007 .....	5
	d. Reparaciones de tuberías.....	6
7.	REQUISITOS .....	6
	Tuberías de succión, alimentación por gravedad y sifón .....	6
	a. Alimentación por gravedad.....	7
	b. Tuberías de sifón .....	7
	c. Tubería auxiliar del sifón .....	7
8.	CONSERVACIÓN DE REGISTROS .....	8
9.	INFORMES.....	8





**ESTADO DE TENNESSEE**  
**DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN**  
**DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO**

**CAPÍTULO TÉCNICO 3.6**  
**TUBERÍAS DE SUCCIÓN, ALIMENTACIÓN POR GRAVEDAD Y SIFÓN**

**1. EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Este documento es solamente una guía y no afecta a los derechos u obligaciones legales. Las decisiones de la agencia en cualquier caso concreto se realizarán aplicando las leyes y las regulaciones aplicables a los hechos específicos. La mención de nombres o productos comerciales no constituye un respaldo o recomendación de uso.

**2. PROPÓSITO**

El propósito de este capítulo técnico es ayudar a los proveedores de servicios y al personal de la División de tanques de almacenamiento subterráneo (División) a comprender los requisitos reglamentarios para la instalación, el funcionamiento, la detección de fugas y la conservación de registros para los sistemas de tanques de almacenamiento subterráneo (UST) que transportan petróleo con tuberías de succión.

Este capítulo técnico contiene la política actual de la División basada en los estatutos y reglamentos que rigen el programa de Tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo de Tennessee. Este documento sustituye a todas las versiones publicadas anteriormente. La versión más actualizada de este capítulo técnico se publicará y estará siempre disponible en el sitio web de la División.

**3. AUTORIDAD**

Todas las reglas consultadas en este capítulo técnico se encuentran en el Capítulo 0400-18-01 y están disponibles en el sitio web de la División de Tanques de almacenamiento subterráneo en <https://publications.tnsosfiles.com/rules/0400/0400-18/0400-18.htm>.

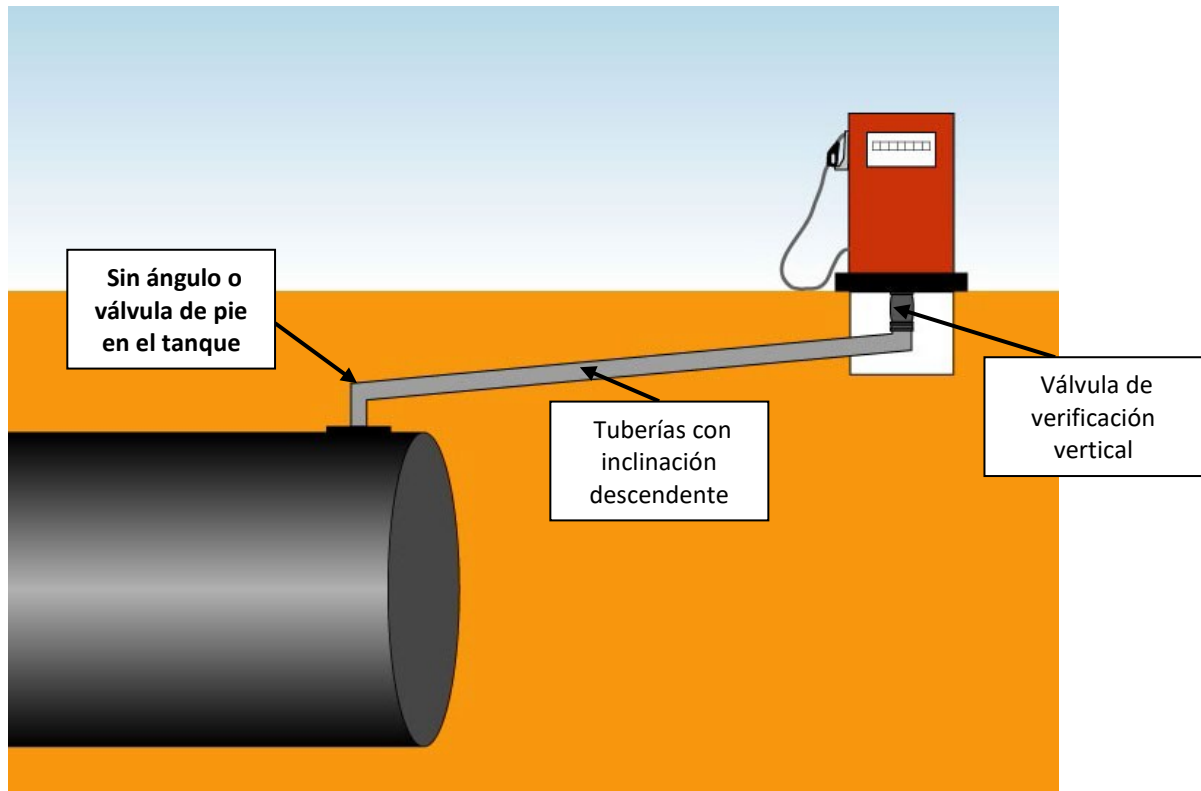
**4. APLICABILIDAD**

Este documento proporciona conocimientos técnicos y específicos de la industria con respecto a los requisitos de instalación, inspección, funcionamiento y detección de fugas para los sistemas de UST con tuberías de succión. El documento también proporciona información específica relacionada con los requisitos de monitoreo mensual de las tuberías de succión, de conformidad con la Regla .04(2)(b)2. Este documento también tratará los cuestiones relacionadas con la alimentación por gravedad y las tuberías de sifón, de conformidad con la Regla .04(2)(b)2.

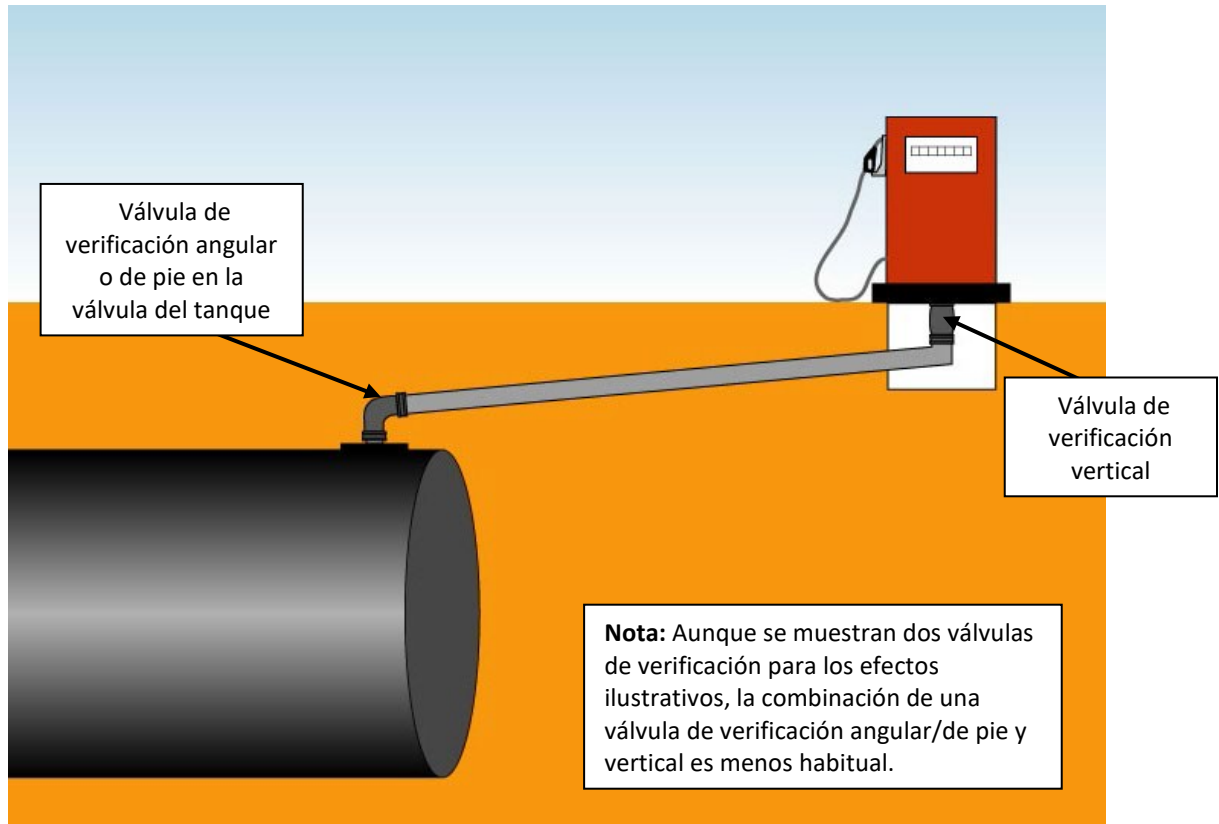
## 5. INTRODUCCIÓN

La mayoría de los sistemas de succión utilizan una bomba de desplazamiento positivo en o cerca del punto de uso final para extraer el producto del tanque a la bomba (surtidor). La bomba crea una presión más baja en el extremo de la bomba de la tubería, permitiendo así que la presión atmosférica empuje el producto a lo largo de la tubería hasta el punto de entrega. Las líneas de succión típicas operan a un vacío de 3 a 5 psi. Cuando la bomba se apaga o se produce un orificio o rotura, se interrumpe la succión y el producto fluye del surtidor (bomba) al tanque. Las válvulas de verificación se cierran cuando el producto empieza a retroceder por la tubería. El producto en la tubería entre el tanque y una válvula de verificación drena de nuevo al tanque, a menos que haya más de una válvula de verificación en la línea.

Tuberías de succión seguras ("Succión europea")

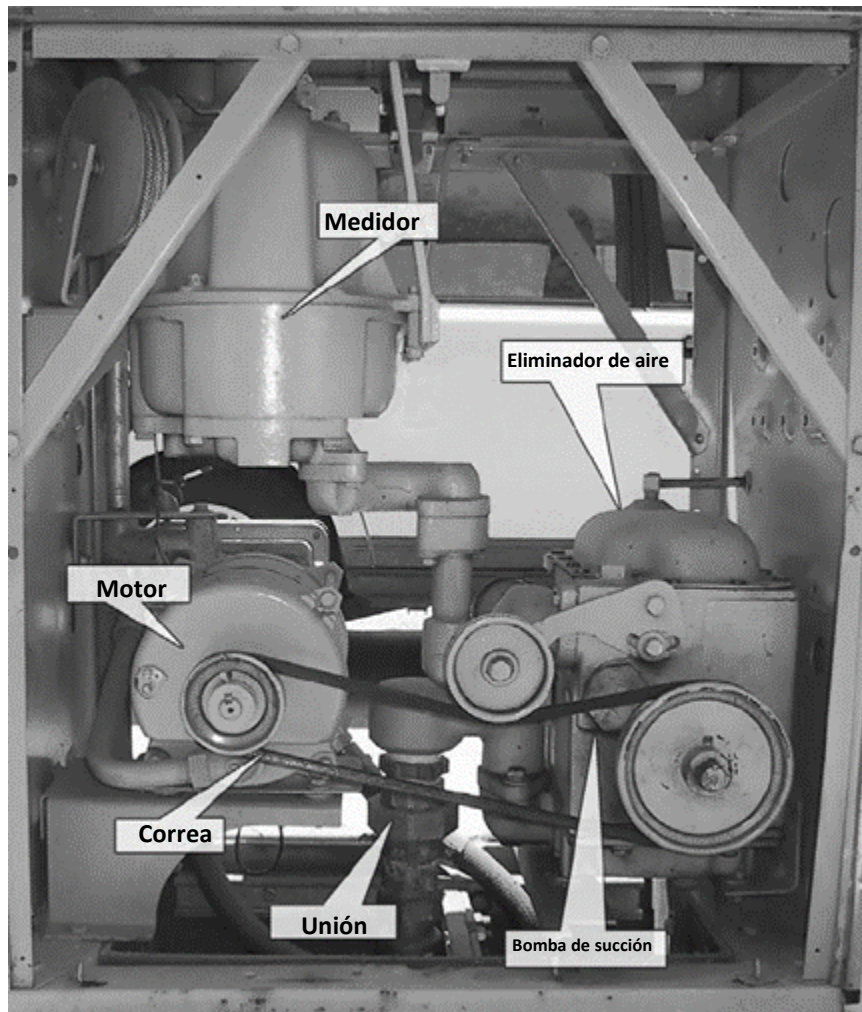


### Tuberías de succión estándar ("Succión americana")



Los sistemas de succión se caracterizan por ser sistemas "europeos" o "americanos". En el sistema europeo, la válvula de verificación está situada inmediatamente debajo de la bomba. Cuando la bomba se apaga, la válvula de verificación se cierra y retiene el producto en la tubería hasta que el surtidor se reactiva. Si se produce una falla catastrófica en la línea, se interrumpe la succión y el producto vuelve a vaciarse en el tanque. Es posible que no se detecten fugas pequeñas en los sistemas de tuberías de succión "seguras" si se elimina con frecuencia el aire del sistema mediante el suministro frecuente o si una bomba de mayor presión supera la tendencia del producto a fugarse de la tubería cuando se activa la bomba.

En el sistema americano, la válvula de verificación se encuentra cerca de la parte superior del tanque, a menudo denominada válvula angular de retención, o en la parte inferior de la línea de succión dentro del tanque, denominada válvula de verificación de pie. Cuando se produce una falla en la línea, el producto no puede drenar al tanque y se fuga al medioambiente. Aunque la fuga total es relativamente pequeña, puede producirse cada vez que se suministra el producto. A largo plazo, el efecto acumulativo es considerable.



La fotografía anterior muestra los componentes típicos que se encuentran en el interior de un surtidor de combustible por succión. La bomba de succión extrae el producto del tanque. Es un típico sistema de succión segura, una válvula de verificación en línea en la unión de las tuberías retiene el combustible en la línea cuando la bomba no está en uso. Las bolsas de aire que se acumulan en el sistema de tuberías salen de la bomba a través del eliminador de aire. Se empuja el producto a través del medidor de combustible y a través de la boquilla del surtidor. Los propietarios y/u operadores deben inspeccionar visualmente estos componentes cada tres (3) meses y documentar la inspección en el formulario CN-1287 de Registro de inspección trimestral de surtidores de la División, de conformidad con la Regla .04(1)(f) o, alternativamente, en el formulario CN-2544 de Inspección de recorrido de las instalaciones mensual/anual de la División.

## 6. REQUISITOS DE INSTALACIÓN Y REPARACIÓN DE TUBERÍAS DE SUCCIÓN

### a. Certificación de la instalación

Algunos sistemas de tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo cuentan con sistemas de tuberías de suministro complejas que pueden ser una fuente de fugas de petróleo al medioambiente cuando se instalan y/o mantienen de forma incorrecta. Las instalaciones de sistemas de UST deben certificarse, de conformidad con las Reglas .03(1)(d)1. y .03(2)(a)1., cuando se registra el sistema de UST mediante uno de los métodos siguientes:

- Instalador de tuberías certificado por el fabricante

- Certificado de instalación extendido por un ingeniero profesional acreditado
- Instalación inspeccionada/aprobada por el personal de la División
- Se completan las listas de verificación y se demuestra la capacitación requerida por el fabricante de las tuberías

El método de certificación debe notificarse en un plazo de 30 días a partir del término de la instalación mediante el Formulario de notificación de la división (CN-1260), de conformidad con la Regla .03(1)(a)2. para el sistema recién instalado y en un plazo de 30 días a partir de la finalización para cualquier cambio de estado posterior, de conformidad con la Regla .03(1)(g). Aunque actualmente la División no realiza inspecciones de certificación de instalaciones de UST, según lo permite la Regla .03(1)(d)1.(iii), se recomienda a los instaladores que se contacten con la oficina local de campo de la División y les notifiquen las actividades de construcción antes de empezar a trabajar. El Formulario de notificación previa a la instalación (CN-1288) debe presentarse quince (15) días antes de la instalación, de conformidad con las Reglas .03(1)(a)1. y .02(1)(a). El personal de la División puede optar por observar y documentar el proceso de instalación para verificar el equipo instalado, el tipo de tuberías, la configuración, etc.

Los fabricantes también pueden exigir una capacitación específica antes de instalar tuberías en una instalación de UST. Si se requiere capacitación, debe demostrarse a la División, de conformidad con la Regla .02(1)(a) y (b), que el instalador realizó el curso requerido y que su capacitación está vigente.

#### **b. Estándares de construcción de tuberías**

Todas las tuberías instaladas después del 1 de noviembre de 2005 deben cumplir el Estándar de Seguridad de Underwriters Laboratory UL-971: "Tuberías subterráneas no metálicas para líquidos inflamables". Las tuberías estarán marcadas por el fabricante y contendrán información sobre el fabricante y el modelo del producto. Aunque todos los fabricantes de tuberías conocidos cumplen actualmente con este estándar para tuberías nuevas, el propietario/operador (P/O) del tanque debe disponer de documentación para verificar esta información. Una declaración del instalador, una lista de verificación del fabricante o fotos de la instalación cumplirán estos requisitos, consulte las Reglas .02(1)(b) y .02(4)(b)1.

#### **c. Sistemas de UST instalados/sustituídos a partir del 24 de julio de 2007**

La Regla .02(2)(b) requiere que todas las instalaciones/sustituciones de tuberías de UST nuevas a partir del 24 de julio de 2007 tengan tuberías de doble pared y contención secundaria (tanques y sumideros de surtidores) y que se realice un monitoreo intersticial como método principal de detección de fugas (monitoreo continuo de sumideros mediante sensores electrónicos), consulte las Reglas .02(1)(c), .02(6) y .04(4)(c).

La contención secundaria y el monitoreo intersticial no son necesarios para las tuberías que cumplen los requisitos para la succión seguras de conformidad con la Regla .04(2)(b)2.(i)-(V).

Los propietarios/operadores pueden elegir cualquier método adicional de detección de fugas para los sistemas de tuberías, como las pruebas de estanqueidad de las líneas, pero un monitoreo intersticial **debe** realizarse en todas las instalaciones de tuberías nuevas que no cumplan los requisitos de succión segura o alimentación por gravedad. Consulte los requisitos del monitoreo intersticial en el Capítulo técnico 3.4.

Los surtidores de combustible para motor que se sustituyan en los que se reconfiguran las tuberías por debajo de la válvula de corte, también deben cumplir los requisitos de contención secundaria, de conformidad con la Regla .02(6)(e).

#### d. Reparaciones de tuberías

Conforme a las Reglas .02(6)(c) y (d), la División puede autorizar reparaciones de tuberías que no se consideren una sustitución. Las solicitudes de reparación de tuberías deben presentarse por escrito a la División antes de iniciar la reparación, de conformidad con la Regla .02(6)(d)2. Las reparaciones de secciones de tuberías de acero de pared simple no están permitidas por la Regla .02(7)(c). Las reparaciones de las tuberías deben realizarse de acuerdo con las especificaciones del fabricante, de conformidad con las Reglas .02(1)(b) y .02(7)(c). Todas las tuberías reparadas deberán someterse a una prueba de estanqueidad en un plazo de 30 días a partir de su finalización, de conformidad con la Regla .02(7)(d) y (e).

### 7. REQUISITOS

#### Tuberías de succión, alimentación por gravedad y sifón

La Regla .04(2)(b)2. no exige métodos de detección de fugas si la tubería de succión funciona a una presión inferior a la presión atmosférica y presenta las siguientes características:

- Suficiente pendiente para que el producto en la tubería pueda drenar de vuelta al tanque cuando se libere la succión; y
- Solamente tiene una válvula de verificación, que está lo más cerca posible debajo de la bomba en la unidad surtidora.

Para que el sistema de tuberías de succión se considere exenta de los requisitos de detección de fugas, la Regla .04(2)(b)2, exige que haya alguna forma de verificar que la línea se instaló realmente conforme a estas especificaciones. La División podrá considerar como verificación los planos de instalación según construcción con las listas de verificación de la instalación y fotografías u otros medios. Para un sistema de succión seguro, la División deberá disponer de registros de instalación que demuestren que solamente hay una válvula de verificación en las tuberías situadas inmediatamente debajo del surtidor o de una declaración firmada de un contratista en la que se verifique lo mismo y que describa cómo se tomó esa determinación.

Tipos de válvulas de verificación en los sistemas de tuberías de succión

			
Válvula de verificación de unión: se instala en la unión debajo del surtidor en los sistemas de succión segura	Válvula de verificación angular: se instala en la parte superior del tanque en los sistemas de succión estándar	Válvula de verificación vertical: se instala en las tuberías situadas debajo del surtidor en los sistemas de succión seguros	Válvula de verificación de pie de retención: se instala en el fondo del tanque en los sistemas de succión estándar

Si los sistemas de tuberías de succión no cumplen todos estos parámetros de diseño, deberá utilizarse uno de los siguientes métodos de detección de fugas:

- Las pruebas de estanqueidad de la línea deben realizarse al menos cada tres (3) años. La prueba de estanqueidad de la línea debe ser capaz de detectar una fuga de al menos 0,1 galones por hora cuando la presión de la línea es una vez y media su presión de funcionamiento normal. Consulte el Capítulo técnico 3.5 de *Pruebas* de estanqueidad de tuberías para obtener más información.
- Conciliación estadística de inventarios (CEI) mensual
- Monitoreo intersticial (MI) mensual

Tanto el CEI como el MI tienen los mismos requisitos reglamentarios para las tuberías que para los tanques. Para más información sobre estos tipos de monitoreo mensual, consulte el Capítulo técnico 3.3, *Conciliación estadística de inventarios* y 3.4, *Contención secundaria y monitoreo intersticial* respectivamente.

Ocasionalmente, un sistema de tanques puede utilizar otros tipos de tuberías similares a las condiciones en las que funcionan las tuberías de succión. Estos tipos de situaciones incluyen las tuberías de **alimentación por gravedad** y las tuberías de **sifón** y de **sifón auxiliar** (línea de purga de aire).

#### a. Alimentación por gravedad

Las tuberías de alimentación por gravedad se encuentran en los sistemas de tanques en los que los residuos que contienen petróleo se vacían en un tanque subterráneo por flujo de gravedad. Esto suele ocurrir en los sistemas de tanques de aceite residual en los que el aceite se vacía en una “tolva” o dispositivo de drenaje en pequeñas cantidades (normalmente menos de 25 galones cada vez) y fluye pendiente abajo hacia el tanque. Si toda la longitud de la tubería no contiene válvulas de verificación o secciones inferiores, entonces todo el petróleo debe fluir hacia el tanque de forma similar a la tubería de succión sin válvulas de verificación en su lugar. **En consecuencia, las tuberías de alimentación por gravedad no requerirían detección de fugas según la Regla .04(2)(b)2.**

#### b. Tuberías de sifón

Las tuberías de sifón se encuentran en los sistemas de tanques en los que dos o más tanques están unidos por una “barra sifónica”. A medida que se llena un tanque, la presión empuja el combustible hacia el otro(s) tanque(s). Más tarde, cuando se bombea combustible desde el tanque “maestro”, el combustible se desviaría desde el otro tanque y el nivel de combustible entre los tanques debería permanecer relativamente igual. Durante el funcionamiento normal, esta tubería sifónica está constantemente bajo presión negativa para mantener el sifón entre los tanques. Si se produce un agujero en la tubería de sifón, la presión negativa se pierde, y el combustible fluiría inmediatamente por gravedad devuelta a cada tanque de forma similar a la tubería de succión sin válvulas de verificación en su lugar. **Como resultado, las tuberías de sifón no requerirían detección de fugas según la Regla .04(2)(b)2.**

#### c. Tubería auxiliar del sifón

La tubería auxiliar del sifón (línea de purga de aire) ayuda a mantener la presión negativa en la tubería de sifón (bar) purgando el aire de la línea. Esto se consigue conectando un pequeño tubo de cobre desde el cabezal de la bomba sumergible (donde se produce una presión negativa) a la tubería del sifón (bar). Aunque se hiciera un pequeño orificio por la que la línea de purga de aire pudiera compensar, el sifón se mantendría y el aire (o aguas subterráneas) entraría **en** la barra sifónica durante el funcionamiento de la bomba. Cuando la bomba deja de funcionar, el sifón se perdería de nuevo y el combustible volvería a los tanques de forma similar a la tubería de succión. **Como resultado, las tuberías auxiliares de sifón no requerirían detección de fugas. (Referencia: Carta de la USEPA del 13 de febrero de 1995: “Asunto: Barras sifónicas de conexión entre tanques de almacenamiento subterráneo”). Consulte <https://www.epa.gov/sites/production/files/2014-11/documents/compend-rd.pdf>.**

## 8. CONSERVACIÓN DE REGISTROS

Los resultados de la prueba de estanqueidad de la línea más reciente, si procede, deben conservarse durante un mínimo de tres años o hasta que se realice la siguiente prueba, consulte la Regla .04(2)(b)2.

Si se realiza un CEI o un MI para el monitoreo mensual, los resultados deben conservarse durante al menos doce meses, consulte las Reglas .03(2)(b)11. y .04(5)(b).

Los registros de todas las calibraciones, mantenimiento y reparaciones de los equipos de detección de fugas ubicados permanentemente en el lugar deben conservarse durante al menos un año después de finalizados los trabajos de mantenimiento. Todos los programas de calibración y mantenimiento necesarios proporcionados por el fabricante del equipo de detección de fugas deberán conservarse durante cinco (5) años a partir de la fecha de instalación, consulte las Reglas .03(2)(b)11 y .04(5)(a).

Los registros de las reparaciones de las tuberías de los sistemas de UST deben conservarse durante la vida operativa del sistema de UST. Todos los registros deben conservarse en el lugar del UST y estar inmediatamente disponibles para su inspección por parte de la División o en un lugar alternativo de fácil acceso y deben proporcionarse para ser inspeccionados a pedido por la División, consulte las Reglas .03(2). y .02(7).

En el momento de la transferencia de propiedad, incluida, entre otras, la venta de los sistemas de UST, se transferirán al nuevo propietario de los UST los originales y/o copias de todos los documentos necesarios para cumplir los requisitos de notificación y conservación de registros en el momento de la transferencia de propiedad, consulte la Regla .03(2)(d).

## 9. INFORMES

Las siguientes situaciones constituyen una sospecha o confirmación de fuga y deberán notificarse en un plazo de 72 horas:

- Resultados de cualquier sospecha de fuga relacionadas con el MI o el CEI. Consulte las Reglas .04(4)(c) y .04(4)(d).
- Resultados de las pruebas de estanqueidad de la línea que hayan reprobado. Consulte las Reglas .04(1)(b) y .05(1)(a)3.(i).

Los propietarios y/u operadores deben tomar medidas inmediatas para evitar que continúe la fuga de petróleo al medioambiente y tomar medidas inmediatas para identificar y mitigar los riesgos de incendio, explosión y vapores peligrosos. Los propietarios y/u operadores deben reparar o sustituir el tanque y/o las tuberías e iniciar las acciones correctivas, si los resultados de las pruebas del sistema, el tanque o las tuberías de suministro indican que existe una fuga, de conformidad con la Regla .06(3).





Department of  
Environment &  
Conservation

# Prueba de estanqueidad del tanque

## Manual de inspección estandarizada

### Capítulo técnico 3.7

Departamento de Medioambiente y Conservación de Tennessee

División de tanques de almacenamiento subterráneo

Reglas vigentes a partir del 13 de octubre de 2018

Última edición del documento: 17 de junio de 2022

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

## Índice

1.	EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD .....	1
2.	PROPÓSITO .....	1
3.	AUTORIDAD.....	1
4.	APLICABILIDAD .....	1
5.	TERMINOLOGÍA .....	2
6.	INTRODUCCIÓN.....	2
7.	MÉTODOS DE PRUEBAS VOLUMÉTRICAS.....	2
8.	MÉTODOS DE PRUEBAS NO VOLUMÉTRICAS.....	4
9.	TANQUES VACÍOS.....	6
10.	UTILIZACIÓN DE LAS PRUEBAS DE TANQUE DE MERMA PARA LAS TUBERÍAS DE SUCCIÓN SEGURA.....	8
11.	PROBLEMAS COMUNES ASOCIADOS A LAS PRUEBAS DE ESTANQUEIDAD DE LOS TANQUES ...	8
	a. Nivel de agua fuera del tanque no determinado correctamente .....	8
	b. Prueba no realizada a los niveles de presión/vacío mínimos de prueba.....	9
	c. Detección de entrada de agua .....	9
	d. Volumen de tanque/merma para la certificación de terceros superado.....	9
	e. Utilización de un método de prueba que ya no es compatible.....	9
12.	REQUISITOS.....	9
13.	CONSERVACIÓN DE REGISTROS.....	10
14.	INFORMES .....	10
	REFERENCIAS.....	12
	APÉNDICE 1 .....	13



**ESTADO DE TENNESSEE**  
**DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN DIVISIÓN**  
**DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO**

**CAPÍTULO TÉCNICO 3.7**  
**PRUEBA DE ESTANQUEIDAD DEL TANQUE**

**1. EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Este documento es solamente una guía y no afecta a los derechos u obligaciones legales. Las decisiones de la agencia en cualquier caso concreto se realizarán aplicando las leyes y las regulaciones aplicables a los hechos específicos. La mención de nombres o productos comerciales no constituye un respaldo o recomendación de uso.

**2. PROPÓSITO**

El objetivo de este capítulo técnico es ayudar al personal de la División de tanques de almacenamiento subterráneo (División) a comprender los requisitos reglamentarios de frecuencia y estándares de rendimiento para las pruebas de precisión de los tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo de conformidad con la regulación sobre tanques de almacenamiento subterráneo (UST).

Este capítulo técnico contiene la política actual de la División basada en los estatutos y reglamentos que rigen el programa de Tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo de Tennessee. Este documento sustituye a todas las versiones publicadas anteriormente. La versión más actualizada de este capítulo técnico se publicará y estará siempre disponible en el sitio web de la División.

**3. AUTORIDAD**

Todas las reglas consultadas en este capítulo técnico se encuentran en el Capítulo 0400-18-01 y están disponibles en el sitio web del Secretario del Estado de Tennessee en <https://publications.tnsosfiles.com/rules/0400/0400-18/0400-18.htm>.

**4. APLICABILIDAD**

Las pruebas de estanqueidad de tanques se realizan con mayor frecuencia después de la instalación de tanques nuevos, después de las reparaciones y de las investigaciones de fugas.

Las pruebas de estanqueidad de los tanques solamente pueden utilizarse para la detección de fugas cuando se realizan en combinación con determinados tipos de medición manual de tanques, de conformidad con las Reglas .04(2)(a) y .04(3)a. La Medición manual de tanques la puede revisar en Capítulo 3.1 de este manual.

## 5. TERMINOLOGÍA

**Equilibrio:** una condición en la que la presión interna del tanque es igual a la presión externa del agua hacia el exterior del tanque. No pueden realizarse pruebas en los tanques cuando hay equilibrio.

**Tasas de fuga:**

- **Inducida:** la tasa de fuga real, en galones por hora (gph), introducida en los grupos de datos de evaluación con el que se compararán los resultados de un método determinado.
- **Medido:** un número positivo en gph medido por el dispositivo de prueba que indica la cantidad de producto que puede estar fugándose del sistema del tanque. Un número negativo indicaría que está agregándose algo al tanque. El desempeño de un sistema se basa en la comparación entre la tasa de fuga medida y la tasa de fuga inducida real.
- **Calculada:** un número positivo, en gph, estimado por el método TTT y que indica la cantidad de producto que se fuga del tanque. Una tasa de fuga negativa puede deberse a una fuga de agua en el tanque, a un error de calibración o a otras causas.

**Tanque tiene agua:** agua contenida en el foso del tanque de almacenamiento subterráneo. Esta zona de agua suele ser menos profunda que el nivel de las aguas subterráneas locales. El nivel de agua del tanque se obtiene midiendo el nivel en un tanque que tiene pozo de observación u otro método adecuado (como una sonda manual capaz de determinar la presencia de agua cuando se inserta desde la superficie del suelo al tanque).

**Presión neta:** diferencia de presión entre la presión en el tanque y la presión en la superficie exterior del tanque causada por el agua. Si la presión neta es positiva, la presión en el tanque es mayor que la debida al agua. Si la presión neta es negativa, la presión en el tanque es menor que la debida al agua.

**Contiene petróleo habitualmente:** aquellas partes del sistema de UST diseñadas para almacenar, transportar o suministrar petróleo.

**Umbral (Th):** un valor, normalmente 0,05 gph, establecido por la certificación de terceros para el método de prueba que declara si existe una fuga durante una prueba de estanqueidad. Un sistema de tanques no debe declararse hermético si el resultado de la prueba indica una pérdida o ganancia que sea igual o mayor al umbral del método.

## 6. INTRODUCCIÓN

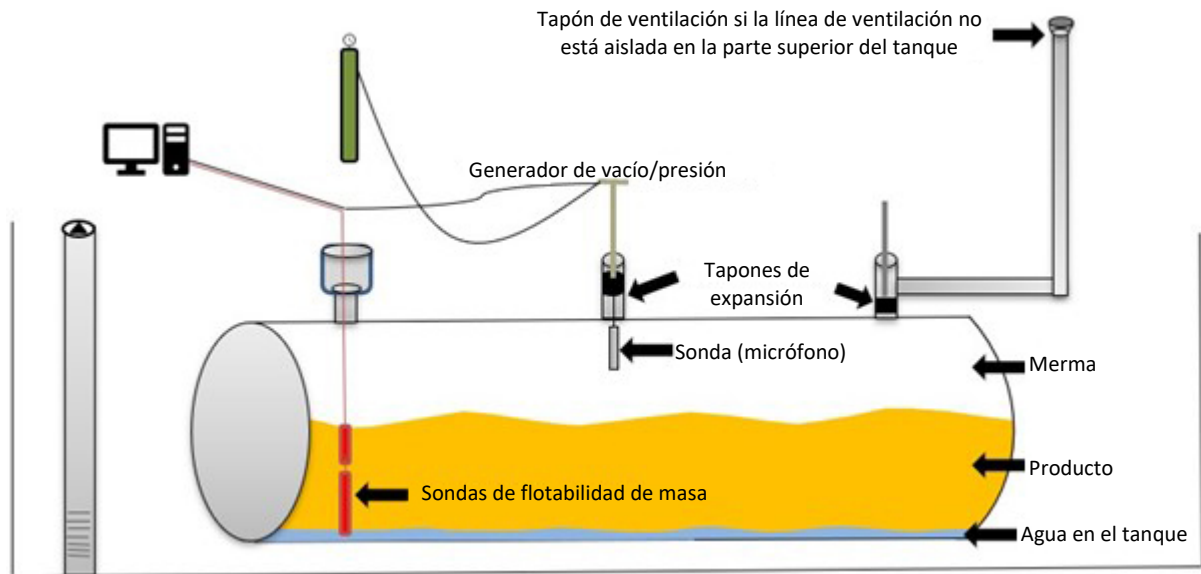
Las pruebas de estanqueidad en tanques se realizan principalmente para proporcionar a los propietarios/operadores un método más preciso para monitorear sus tanques o para ayudar a confirmar la integridad de un sistema de tanques de almacenamiento subterráneo. La merma o parte vacía de un tanque suele probarse con una sonda (micrófono) mientras el tanque es sometido a presión o vacío. La parte líquida del tanque normalmente se prueba con un sensor de agua (método no volumétrico) o sonda de flotabilidad de masa (método volumétrico). Ambas partes del tanque, la líquida y la merma, deben probarse por separado, a menos que pueda confirmarse que el agua no está en contacto con el exterior del tanque.

## 7. MÉTODOS DE PRUEBAS VOLUMÉTRICAS

Los métodos de pruebas de estanqueidad de tanques volumétricos pueden incluir el llenado insuficiente a su capacidad (sondas ultrasónicas, flotadores de flotabilidad de masa, sondas magnetostrictivas, robótica visual, etc.) y el ya obsoleto sobrellenado de su capacidad (tanque lleno por encima del 100 % de su capacidad). El método de flotabilidad de masa por llenado insuficiente es el método de prueba volumétrica más utilizado en Tennessee. La prueba húmeda de Leighton O'Brien, la alerta de Purpora y las pruebas computarizadas de Tanknology son métodos de flotabilidad de masas que habitualmente se utilizan en Tennessee.

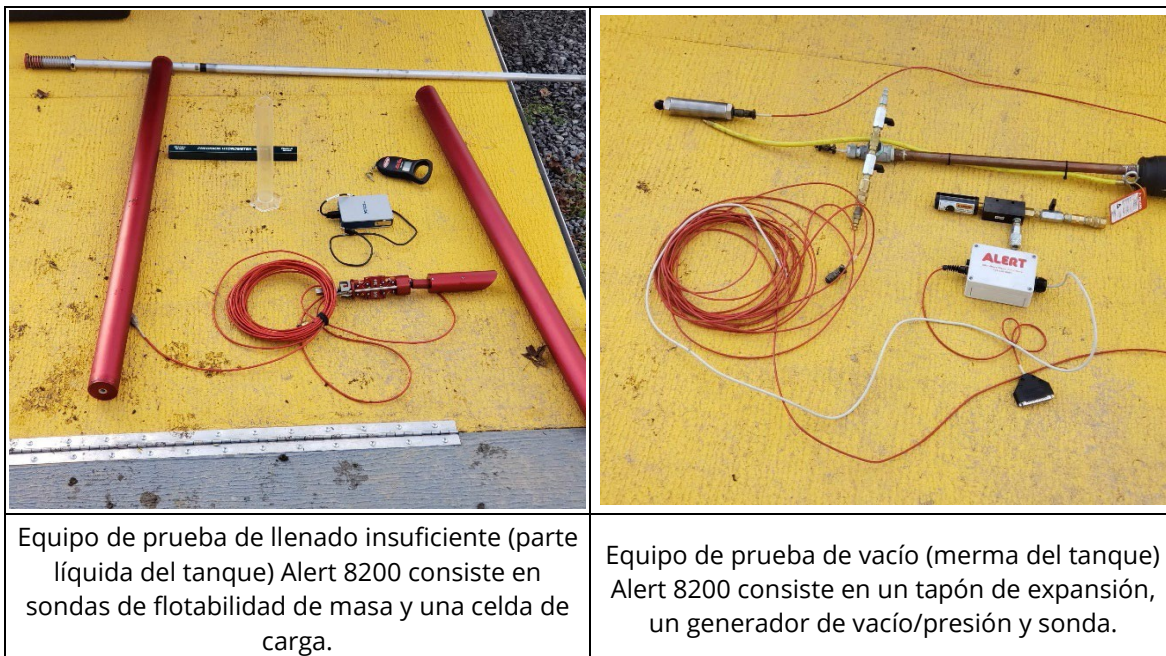


La prueba de la parte líquida de un tanque con un método volumétrico funciona midiendo los cambios de volumen a lo largo del tiempo. La mayoría de las pruebas volumétricas se realizan en tanques parcialmente llenos y suelen requerir una cantidad mínima de producto en el tanque. Los métodos de prueba volumétrica arrojan resultados cuantitativos de la tasa de fugas. Los métodos de prueba volumétrica también requieren que la merma del tanque se pruebe por separado utilizando la sonda.



**Figura 1. Prueba de flotabilidad volumétrica de masa en el tanque**

Se requiere el uso de la sonda para probar la merma del tanque. El método de prueba puede requerir dos pruebas a diferentes alturas de producto o diferentes presiones del tanque si no se dispone de información sobre el nivel de agua en el tanque.



## 8. MÉTODOS DE PRUEBAS NO VOLUMÉTRICAS

Los métodos de prueba de estanqueidad de tanques no volumétricos, incluidos los métodos de vacío y de trazado, utilizan distintos principios de medición volumétrica para detectar si existe una posible fuga. Los métodos de prueba no volumétricos solamente entregarán resultados cualitativos como "Aprueba" o "Reprueba".

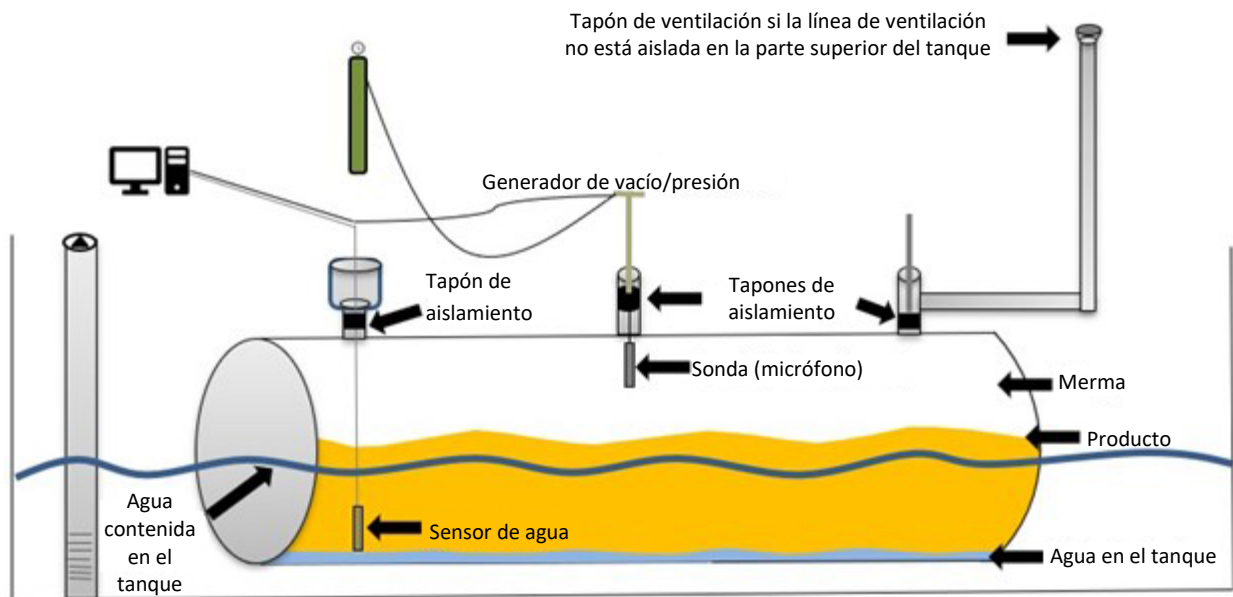
El EZY 3 Locator Plus de Estabrook, la prueba de merma de Triangle, VacuTect de Tanknology, la prueba seca de Leighton O'Brien y las pruebas de 2-D de Mesa Engineering se utilizan habitualmente en Tennessee. Estos métodos utilizan el vacío aplicado al tanque para detectar la entrada de aire en la parte de merma del tanque o el burbujeo de aire a través de la parte líquida del tanque. Primero se registra una lectura de referencia a presión atmosférica, seguida de una segunda lectura en vacío. A continuación, el programa informático del método o el técnico analizan los dos conjuntos de datos para determinar los resultados de la prueba.

Los sensores de nivel de agua deben calibrarse de conformidad con las indicaciones del fabricante. Estos sensores deben utilizarse para detectar la entrada de agua en el tanque sí:

- Las mediciones del nivel de agua (determinadas midiendo el agua en un pozo de observación del tanque o en una sonda de suelo) indican que el agua está en contacto con el exterior del tanque (Figura 2) o
- No se puede determinar la profundidad del agua (Figura 3).

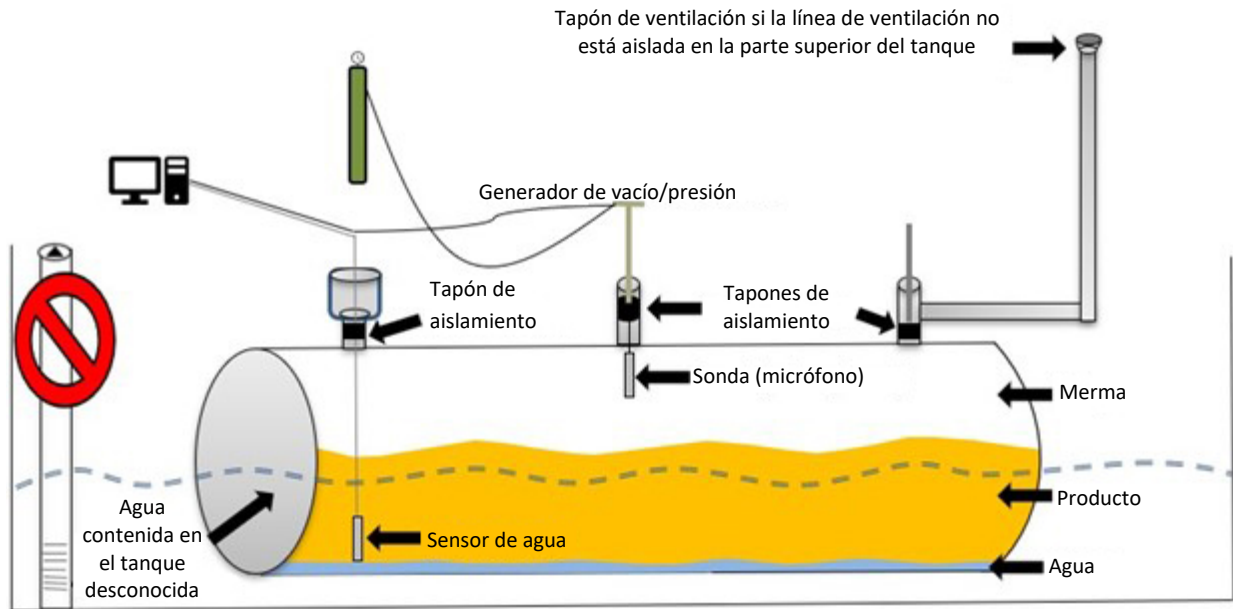
La sonda Alert 8200 de Purpora y los métodos de prueba rápida de Tanknology también pueden utilizarse solamente si el agua no está en contacto con el exterior del tanque. Vea la Figura 4 a continuación.

Los métodos de rastreo utilizan un marcador químico que se coloca en el tanque y luego se prueba su presencia fuera de él. Si el tanque tiene fugas, el marcador químico, un líquido volátil, se detectará por fuera del tanque.



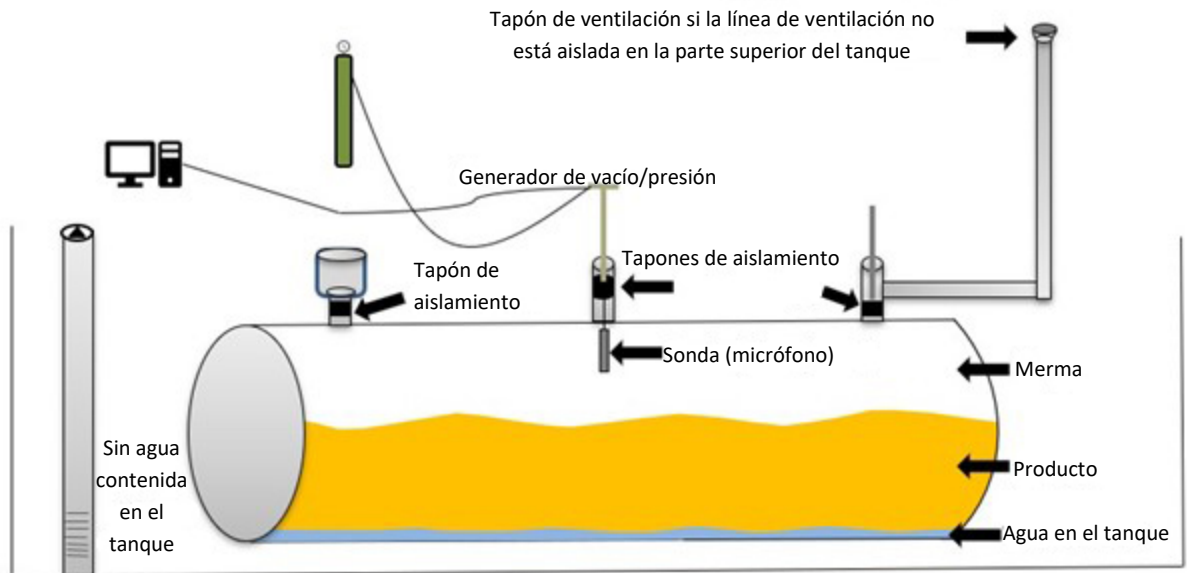
**Figura 2. Agua contenida en el tanque en contacto con el tanque**

Configuración de prueba del tanque no volumétrico con agua contenida en el tanque en contacto con el exterior del tanque. Se necesita utilizar el sensor de agua del método.



**Figura 3. Agua contenida en el tanque desconocida**

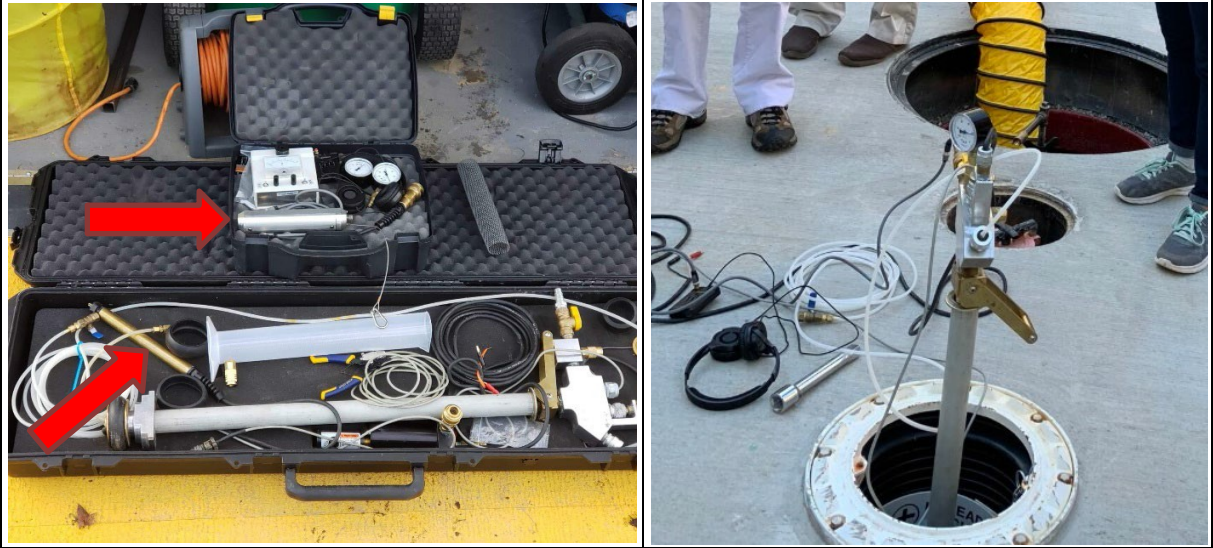
Configuración de prueba del tanque no volumétrico en la que se requiere utilizar el sensor de agua del método.



**Figura 4. Sin agua contenida en el tanque en contacto con el exterior del tanque**

Configuración de prueba del tanque no volumétrico en la que **no** se requiere utilizar el sensor de agua del método.





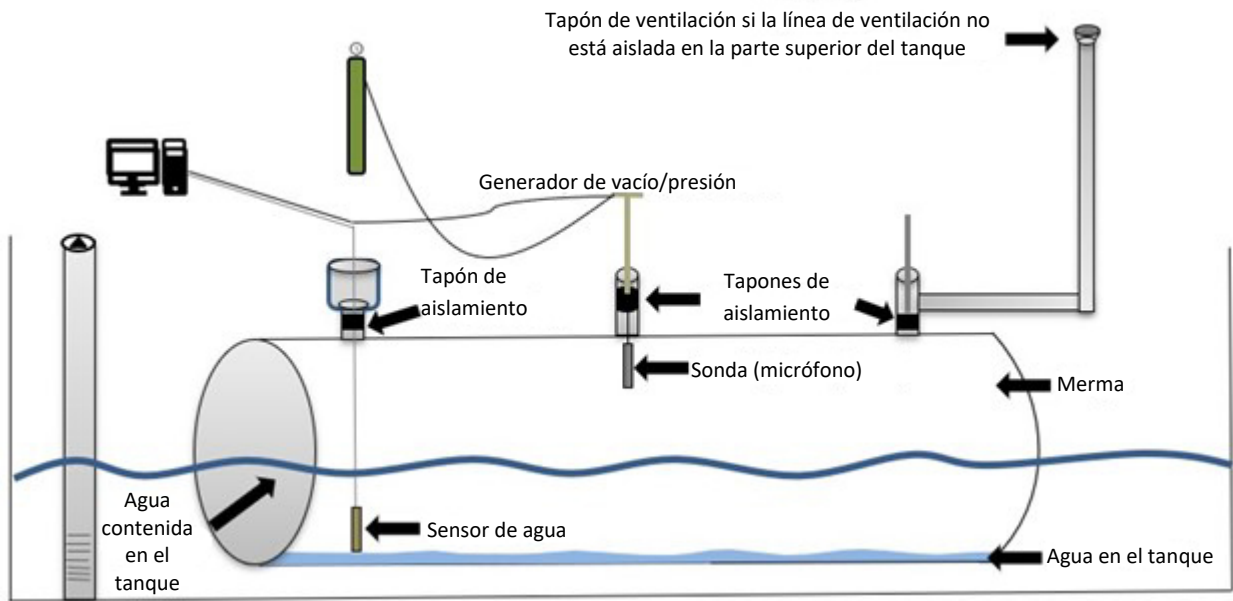
En la imagen superior, equipo de prueba 2D de Mesa Engineering. Observe la sonda (flecha superior) y el sensor del agua (flecha inferior) en la parte izquierda.

## 9. TANQUES VACÍOS

Algunos métodos de prueba para probar tanques vacíos están certificados por terceros. Los métodos de prueba no volumétricos utilizan pruebas de merma para determinar la estanqueidad de la parte vacía del tanque. Las pruebas de merma utilizan los mismos principios de prueba que se aplican a las pruebas no volumétricas comentadas en la sección anterior. Estos métodos aplican vacío o presión al tanque para escuchar el silbido del aire que entra o sale de la parte del tanque donde se produce la merma.

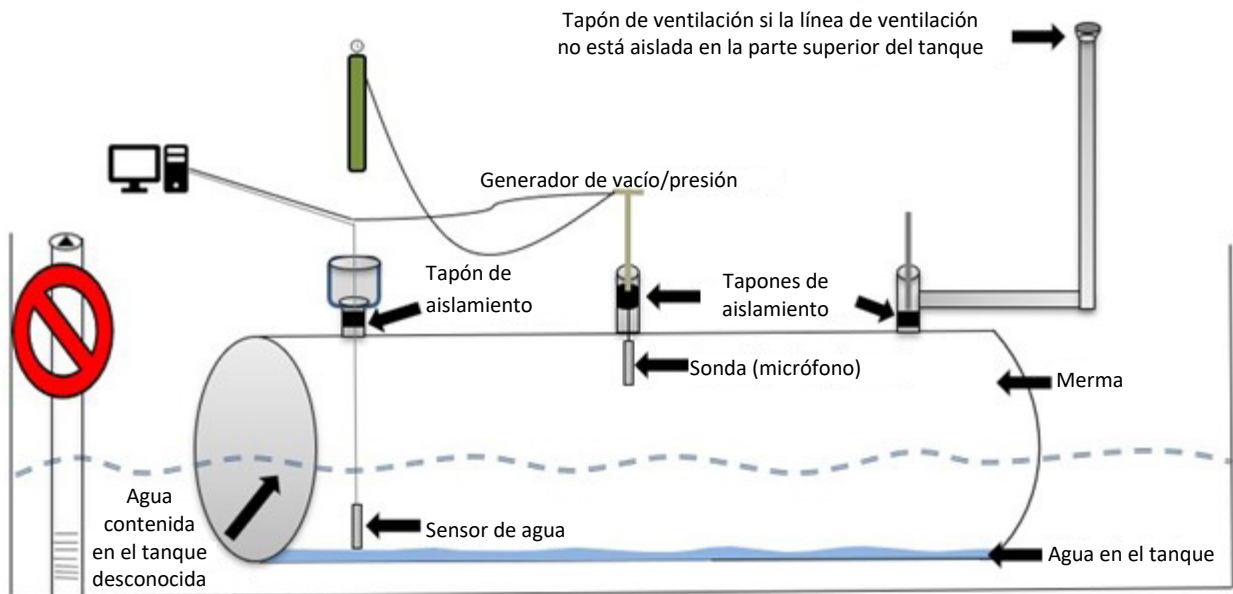
Si el agua contenida en el tanque está en contacto con el exterior del tanque o no puede determinarse el agua contenida en el mismo, se requiere un método de prueba no volumétrico. Vea las Figuras 5 y 6 a continuación.

Si el agua contenida en el tanque no está en contacto con el exterior del tanque vacío, puede que no sea necesario probar la parte líquida del tanque. Consulte la Figura 7 a continuación. Consulte el listado del Grupo nacional de trabajo sobre evaluación de detección de fugas (NWGLDE) del método de prueba para asegurarse de que se siguen los requisitos de prueba.



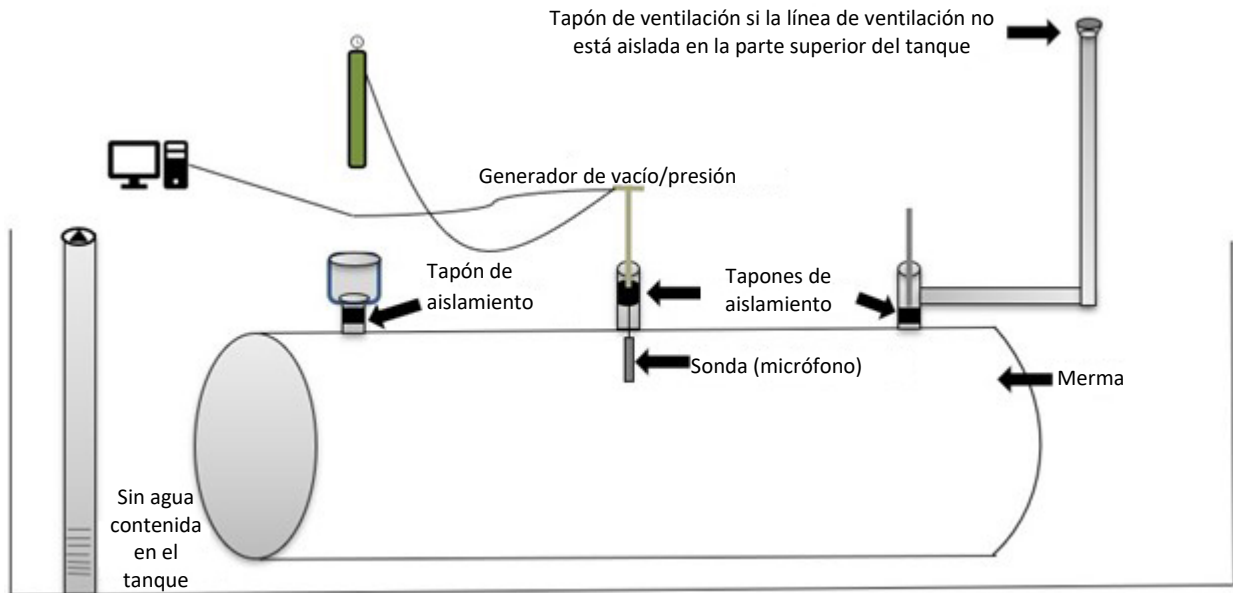
**Figura 5. Configuración de prueba de merma o vacío con agua contenida en el tanque en contacto con el exterior del tanque**

Se necesita utilizar el sensor de agua del método.



**Figura 6. Configuración de prueba de merma o vacío con agua contenida en el tanque no conocida**

Se necesita utilizar el sensor de agua del método.



**Figura 7. Configuración de prueba de merma o vacío sin agua contenida en el tanque en contacto con el exterior del tanque**

No se requiere el sensor de agua.

## 10. UTILIZACIÓN DE LAS PRUEBAS DE TANQUE DE MERMA PARA LAS TUBERÍAS DE SUCCIÓN SEGURA

Las tuberías presurizadas y los sistemas de succión americanos o estándar deben probarse por separado del tanque. Las tuberías de succión seguras pueden probarse durante la fase de merma de la prueba del tanque si el nivel de líquido está por debajo de la entrada de las tuberías. Cuando el producto está por encima de la entrada de la tubería de succión en un sistema de succión segura, el vacío o la presión ejercida en el tanque no se transferirá a la tubería. El nivel de líquido por encima de la entrada de la tubería aísla el tanque de la tubería. El evaluador debe monitorear las lecturas de vacío/presión en el eliminador de aire del surtidor para verificar que la tubería está incluida en la prueba de tanque. Consulte los Capítulos técnicos 3.5 de Tuberías presurizadas y 3.6 de Tuberías de succión, alimentación por gravedad y sifón para obtener información adicional.

## 11. PROBLEMAS COMUNES ASOCIADOS A LAS PRUEBAS DE ESTANQUEIDAD DE LOS TANQUES

### a. Nivel de agua fuera del tanque no determinado correctamente

El nivel de agua en el relleno de la excavación del tanque debe determinarse utilizando un pozo de observación o una sonda de suelo en el relleno de la excavación del tanque, de conformidad con las Reglas .04(3)(b)(ii) y .04(1)(a)5. Si no puede determinarse el nivel de agua, pueden ser necesarios procedimientos de pruebas diferentes. Los procedimientos de prueba y los niveles de presión/vacío se ven directamente afectados por el nivel de agua en el contenedor del tanque; específicamente, si el agua está en contacto con el contenedor o si no puede determinarse el nivel de agua.

Algunos métodos de pruebas volumétricas, como el de Leighton O'Brien y el método de llenado insuficiente de Alert, requieren que se realicen dos pruebas a diferentes alturas del producto o presiones de prueba si no puede determinarse la profundidad hasta el agua contenida en el tanque. Los métodos no volumétricos pueden requerir el uso del sensor de agua para detectar

agua durante la prueba. Consulte siempre el listado de métodos de prueba del NWGLDE para asegurarse de que se está siguiendo el procedimiento de prueba de agua correcto.

#### **b. Prueba no realizada a los niveles de presión/vacío mínimos de prueba**

Los niveles de presión y vacío de prueba normalmente se determinan por el método de prueba y se basan en la información introducida o calculada por el evaluador. El nivel de producto en el tanque, el nivel de agua fuera del tanque y la gravedad específica del producto habitualmente se utilizan para determinar la presión o el vacío necesarios en el tanque para obtener la diferencia de presión mínima a través de la pared del tanque. El nivel de agua en la excavación del contenedor del tanque puede ser el dato más importante para garantizar que se realiza una prueba correcta, pero también para garantizar que el tanque no sufre daños durante una prueba. Un nivel de agua alto combinado con un vacío colocado en el tanque puede superar la presión interior máxima del fabricante del tanque y podría causar daños en el mismo. Colocar la cantidad de presión y/o vacío correctos es uno de los componentes clave para garantizar que se realiza una prueba de tanque correcta. Consulte siempre el listado de métodos de prueba del NWGLDE para asegurarse de que se están utilizando los niveles de presión/vacío de prueba correctos, de conformidad con las Reglas .04(3)(b)(ii) y .04(1)(a)5.

#### **c. Detección de entrada de agua**

Si el nivel de agua en el contenedor del tanque está sobre el fondo del tanque o no se ha determinado, se requiere un sensor de agua debidamente calibrado para detectar la entrada de agua durante las pruebas de tanques no volumétricos. El procedimiento de calibración del sensor proporcionado por el fabricante del método de prueba debe realizarse antes de cada prueba. Algunos dispositivos de prueba de tanques no pueden utilizarse si el agua está en contacto con el exterior del tanque o si no puede determinarse la profundidad hasta el agua. Si es aplicable al método de prueba, consulte el listado del NWGLDE para asegurarse de que se siguen los procedimientos de prueba de sensor de agua correctos, de conformidad con las Reglas .04(3)(b)(ii) y .04(1)(a)5.

#### **d. Volumen de tanque/merma para la certificación de terceros superado**

Los métodos de prueba de tanques tienen una capacidad máxima de producto y de merma durante su evaluación por terceros. Los métodos de prueba más utilizados en Tennessee son el Alert 8200, Ezy 3 Locator Plus de Estabrook, el VacuTect/Quick Test de Tanknology y el 2D de Mesa. Todos los métodos se evalúan para capacidades de 30 000 galones de merma y producto. Consulte el listado de métodos del NWGLDE para asegurarse de que la prueba no supere la capacidad máxima del tanque para el producto y la merma.<sup>1</sup>

#### **e. Utilización de un método de prueba que ya no es compatible**

Todos los métodos de pruebas presentados a la División deben contar con una evaluación de terceros actualizada en el sitio web del NWGLDE. Cualquier equipo o método de detección de fugas incluido en la lista del NWGLDE para el que ya no se disponga de soporte técnico no podrá utilizarse para cumplir con los requisitos. Las certificaciones del evaluador también deben estar actualizadas y conservarse de conformidad con los requisitos<sup>2</sup>del fabricante.

## **12. REQUISITOS**

Todos los equipos utilizados para realizar las pruebas de estanqueidad de los tanques deben calibrarse, utilizarse y mantenerse correctamente de acuerdo con las especificaciones del fabricantes del equipo, de conformidad con la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)2. Todos los métodos de prueba de estanqueidad de

---

<sup>1</sup> Requerido por las Reglas 0400-18-01-.04(3)(b)(ii) y .04(1)(c)5

<sup>2</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)5

tanques deben ser aprobados por terceros y deben aparecer en la lista elaborada por el NWGLDE de conformidad con la Regla 0400-18-01-.04(1)(a)5. Todos los anuncios se publican en su sitio web [www.nwglde.org](http://www.nwglde.org). Los métodos publicados en el sitio web estarán siempre actualizados y serán aceptados por la División si se aplican correctamente. Cualquier método de prueba que no figure en el sitio web del NWGLDE no ha sido evaluado correctamente y los resultados de las pruebas de cualquiera de esos métodos no serán aceptados por la División. La División no aceptará incluir en la lista un método de prueba que ya no tenga el soporte del fabricante. Si el fabricante así lo exige, el técnico que realice la prueba debe tener un certificado vigente de capacitación del fabricante para realizar la prueba.

Una prueba de estanqueidad del tanque debe ser capaz de detectar al menos una tasa de fuga de 0,1 gph en cualquier parte del tanque que habitualmente contenga petróleo, teniendo en cuenta los factores de expansión o contracción térmica del petróleo, las bolsas de vapor, la deformación del tanque, la evaporación o condensación y la ubicación del nivel freático, de conformidad con la Regla 0400-18-01-.04(3)(b). El método de prueba debe tener una probabilidad de detección de al menos 95 % y una probabilidad de falsa alarma del 5 % o menos. En el momento de la instalación, todo el tanque debe realizar una prueba de estanqueidad, incluido el espacio de merma, de conformidad con la Regla .02(1)(d)5. Todas las demás pruebas de estanqueidad deben realizarse en la parte del tanque que habitualmente contenga petróleo, a menos que la División indique lo contrario.

**En el pasado, la División permitía que, en determinadas situaciones, se utilizara la medición automática de tanques (MAT) para realizar pruebas de estanqueidad de tanques de 0,1 gph. La División ya no permite que los sistemas de MAT se utilicen para realizar pruebas de estanqueidad de los tanques. Los sistemas de MAT no consideran los efectos de la expansión o contracción térmica del petróleo, las bolsas de vapor, la deformación del tanque, la evaporación o condensación y la ubicación del agua contenida en el tanque.<sup>3</sup>**

### 13. CONSERVACIÓN DE REGISTROS

La Regla .04(5)(b) exige que los resultados de las pruebas de estanqueidad de los tanques se conserven hasta que se realice la siguiente prueba. Sin embargo, las siguientes actividades en las que se realizan pruebas de estanqueidad de tanques requieren que los resultados se conserven durante toda la vida operativa del sistema de UST:

- Después de la instalación del sistema de UST.<sup>4</sup>
- Después del revestimiento o reparación.<sup>5</sup>

Si el propietario del tanque cambia, los registros los registro de las pruebas de estanqueidad del tanque se transferirán al nuevo propietario en el momento del traspaso de la propiedad, de conformidad con la Regla .03(2)(d).

**La Regla .03(2)c exige que los propietarios, operadores y/u otras partes responsables conserven los registros exigidos ya sea:**

- (i) En el lugar del UST y disponibles inmediatamente para ser inspeccionados por la División; o**
- (ii) En un lugar alternativo de fácil acceso y se facilitarán para su inspección a petición de la División**

### 14. INFORMES

La Regla 0400-18-01-.04(3)(b)3. exige que la información relacionada con las pruebas de estanqueidad

---

<sup>3</sup> Requerido por la Regla .0400-18-01-.04(3)

<sup>4</sup> Requerido por la Regla .0400-18-01-.02(1)(d)5

<sup>5</sup> Requerido por las Reglas 0400-18-01-.02(4)(a)3.(i)(VI) y .02(7)(d) y (e)

del tanque se informen en un formato establecido por la División. Consulte el Apéndice 1, Informe de pruebas de estanqueidad de los tanques (CN-1601) de la División.

Si los resultados de las pruebas indican que el sistema de UST reprobó, entonces el propietario/operador, de conformidad con la Regla 0400-18-01- .04(3)(b)4. y .05(1)(a)3. notificarán a la División dentro de las 72 horas e informarán sobre una fuga confirmada. Los propietarios y/u operadores deben tomar medidas inmediatas para evitar cualquier otra fuga de petróleo al medioambiente y tomar medidas inmediatas para identificar y mitigar los riesgos de incendio, explosión y vapores peligrosos, de conformidad con la Regla .06(3)(b) y (c).

## REFERENCIAS

Reglamento sobre tanques de almacenamiento subterráneo de Tennessee, Capítulo 0400-18-01 y siguientes. Agencia de Control de la Contaminación de Minnesota, Pruebas de estanqueidad de tanques de almacenamiento subterráneo

Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, EPA 510-B-19-003, Administración de tierras y emergencias 5401R, Procedimientos de prueba estándar para evaluar los métodos de detección de fugas: Pruebas volumétricas y no volumétricas de estanqueidad de tanques. Mayo 2019

Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos: Oficina de Tanques de almacenamiento subterráneo

Grupo nacional de trabajo sobre evaluaciones de detección de fugas: NWGLDE

# APÉNDICE 1

ESTADO DE TENNESSEE  
 DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN  
 División de tanques de almacenamiento subterráneo  
 William R. Snodgrass Tennessee Tower  
 312 Rosa L. Parks Avenue, 12th Floor  
 Nashville, Tennessee 37243



## INFORME DE PRUEBA DE ESTANQUEIDAD DEL TANQUE

- Todas las secciones correspondientes de este informe deben completarse de forma legible en su totalidad, documentándose todos los resultados de las pruebas de estanqueidad. Adjunte todos los informes, gráficos o documentación generados por el dispositivo de prueba.
- Para la instalación y reparación de tanques, el propietario/operador del sistema de tanques de almacenamiento subterráneo (UST) debe conservar una copia de este informe durante la vida operativa del sistema. Las pruebas realizadas para la **detección** de fugas se **conservarán** hasta que se realice la siguiente prueba.

### I. INSTALACIÓN DEL UST

N.º de ID de la instalación del UST:

Nombre de la instalación:

Dirección:

Ciudad:

### II. PROPIETARIO DEL UST

Nombre de la empresa:

Dirección:

Ciudad, Estado, Código postal:

Teléfono:

### III. EVALUADOR DEL TANQUE

Nombre del evaluador:

Empresa:

Dirección:

Teléfono:

Ciudad, Estado:

Dispositivo de prueba:

Fecha de prueba:

Fecha de caducidad de la certificación (si procede):

Fecha y número de certificación:

Fecha de calibración del dispositivo (si es necesario):

### IV. INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE UST Y TANQUE

Razón de la prueba:  Investigación de fuga  Instalación  Reparación  Detección de fuga  Otro

#### TANQUES DE PARED SIMPLE

Material de relleno del foso del tanque:

Profundidad del agua en el foso del tanque:

Método para determinar la profundidad al agua utilizado:

#### TANQUES DE DOBLE PARED

Intersticio del tanque (salmuera seca, presión, vacío, otro)

Método de medición de niveles de salmuera utilizado:



- Cada compartimento de tanque a continuación debe corresponder con la Notificación para Tanques de almacenamiento subterráneo más reciente (CN-1260).
- Se deberá completar una copia adicional de este informe si en la instalación se utilizan más de cinco (5) compartimentos.

Número de compartimento de tanque					
Producto: Gasolina, diésel, queroseno, otro					
Capacidad del tanque: (gal)					
Diámetro del tanque: (pulg.)					
Profundidad inferior del tanque: (pulg.)					
Material del tanque: (ST, FG, Comp, SW, DW)					
Tanque múltiple: (S/N) indique qué compartimentos					
Cantidad de producto durante la prueba: (pulg.)					
Cantidad de agua: (pulg.)					
Porcentaje máximo del tanque:					

#### V. INFORMACIÓN DE LA PRUEBA

Fecha de prueba					
Ubicación del elevador de prueba: (Llenado, MAT, ventilación)					
¿Línea de ventilación aislada? (Sí/No)					
Duración de la prueba:					
Psi/pulg. H2O inicial					
Psi/pulg. H2O final					
Tasa de fuga calculada de fase húmeda: (gph)					
Resultados de la prueba: fase húmeda: (aprueba/reprueba)					
Resultados de la prueba: fase de merma: (aprueba/reprueba)					

## VI. PLANO DEL LUGAR DEL UST

Adjunte un plano legible y detallado o utilice el espacio previsto para dibujar un bosquejo de los UST. Incluya todos los detalles de los tanques, incluidas todas las vías de acceso de la parte superior del tanque, los pozos de monitoreo del foso del tanque y los tubos de ventilación. Deberá dar suficientes detalles para indicar claramente la ubicación de los tanques y dónde se determinó la profundidad de aguas subterráneas. Enumere todos los tanques asegurándose de que los números se corresponden con la Sección IV de este formulario. No se aceptará la prueba sin un mapa aprobado del lugar.

## AUTORIZACIÓN DE LA PRUEBA

Certifico bajo sanción que las pruebas se realizaron de acuerdo con el protocolo del método de prueba utilizado y se realizó de conformidad con todos los requisitos reglamentarios establecidos en 0400-18-01-.04(3)(b) y que la información presentada es verdadera, exacta y completa.

Firma del evaluador: \_\_\_\_\_

Fecha:



Department of  
**Environment &  
Conservation**

# **Protección contra la corrosión**

## **Manual de inspección estandarizada**

### **Capítulo técnico 4.1**

Departamento de Medioambiente y Conservación de Tennessee

División de tanques de almacenamiento subterráneo

Reglas vigentes a partir del 13 de octubre de 2018

Última edición del documento: 17 de junio de 2022

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

## Índice

1.	EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD .....	1
2.	PROPÓSITO .....	1
3.	AUTORIDAD.....	1
4.	APLICABILIDAD .....	2
5.	REQUISITOS.....	3
a.	Diseño general y fabricación de los tanques .....	3
b.	Diseño general y fabricación de tuberías .....	4
1.	No metálicas (Rígidas o flexibles).....	4
2.	Metálicas.....	4
6.	Diseño y fabricación de los sistemas contra la corrosión .....	4
a.	Experto en corrosión.....	5
b.	Evaluador de protección catódica .....	5
7.	Métodos de protección contra la corrosión .....	6
a.	Sistemas galvánicos.....	6
1.	Diseño y fabricación.....	6
2.	Funcionamiento y mantenimiento/inspección.....	6
3.	Reparaciones.....	7
4.	Pruebas.....	7
5.	Conservación de registros.....	9
b.	Sistemas de corriente impresa .....	9
1.	Diseño y fabricación.....	9
2.	Funcionamiento y mantenimiento/inspección.....	10
3.	Reparaciones.....	12
4.	Pruebas.....	13
5.	Conservación de registros.....	14
8.	Protección contra la corrosión de conectores flexibles y tramos cortos de tuberías metálicas ..	15
a.	Aislamiento .....	15
b.	Protección catódica y de conectores flexibles y secciones cortas de tuberías metálicas*.....	18
1.	Conectores flexibles o tramos cortos de tuberías metálicas conectadas a un sistema de corriente impresa .....	18
2.	Conectores flexibles o secciones cortas de tuberías metálicas con ánodos de sacrificio adosados .....	19
3.	Conectores flexibles aislados eléctricamente .....	19
4.	Conectores flexibles (continuo) con cortocircuito eléctrico .....	20
5.	Conectores flexibles en contacto con el agua dentro de los sumideros de contención .....	21

6.	Conectores flexibles que no entran en contacto con el agua dentro del sumidero de contención (o el sumidero está seco) y hay un ánodo conectado.....	21
7.	Conectores/tubería flexible en un “sumidero parcialmente contenido” .....	21
8.	Secciones cortas de la tubería de la BTS: .....	22
9.	Tanques con revestimiento interior .....	23
a.	Para tanques revestidos internamente con un sistema de PC (los tanques con un sistema de PC que funcione correctamente no requieren inspecciones periódicas del revestimiento interno).....	23
b.	Revestimiento interno de tanques como reparación de tanques .....	23
c.	Revestimiento de tanques para garantizar su compatibilidad con combustibles alternativos..	24
	REFERENCIAS.....	25
	APÉNDICES .....	26
	APÉNDICE 1: PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ESTRUCTURA A SUELO PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA GALVÁNICA.....	27
	APÉNDICE 2: PROCEDIMIENTO DE PRUEBA DE CONTINUIDAD PARA SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA.....	30
	APÉNDICE 3: PROCEDIMIENTO DE PRUEBA DE ESTRUCTURA A SUELO PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA DE CORRIENTE IMPRESA .....	32
	APÉNDICE 4: PROCEDIMIENTO DE PRUEBA PARA CONECTORES FLEXIBLES (INCLUIDOS LOS TRAMOS CORTOS DE TUBERÍAS METÁLICAS).....	35
	APÉNDICE 5: DEFINICIONES DE USO COMÚN .....	38
	APÉNDICE 6: ENCUESTA DE PRUEBA DE PROTECCIÓN CATÓDICA DE CORRIENTE IMPRESA.....	41
	APÉNDICE 7: ENCUESTA DE PRUEBA DE PROTECCIÓN CATÓDICA GALVÁNICA.....	51
	APÉNDICE 8: REGISTRO DE 60 DÍAS DEL FORMULARIO DE FUNCIONAMIENTO DEL RECTIFICADOR DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA DE CORRIENTE IMPRESA.....	61



**ESTADO DE TENNESSEE**  
**DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN**  
**DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO**

**CAPÍTULO TÉCNICO 4.1**  
**PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN**

**1. EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Este documento es solamente una guía y no afecta a los derechos u obligaciones legales. Las decisiones de la agencia en cualquier caso concreto se realizarán aplicando las leyes y las regulaciones aplicables a los hechos específicos. La mención de nombres o productos comerciales no constituye un respaldo o recomendación de uso.

**2. PROPÓSITO**

El propósito de este capítulo técnico es ayudar al personal de la División de tanques de almacenamiento subterráneo (División) a comprender los requisitos para el diseño, la fabricación, el funcionamiento/mantenimiento, la reparación, las pruebas y la conservación de registros de protección contra la corrosión del sistema de tanques de almacenamiento subterráneo (UST). La evaluación del desempeño de estos sistemas, ya sea durante las inspecciones operativas del Estado o durante las pruebas periódicas exigidas por los proveedores, ha resultado en algunas inconsistencias en la comprensión y aplicación de las prácticas de prueba. Las políticas y regulaciones estatales históricamente se han remitido a las regulaciones del sector, sin especificar las prácticas de inspección y prueba. Uno de los principales objetivos de este capítulo técnico es estandarizar la evaluación del desempeño de estos sistemas detallando las políticas y directrices específicas que crearán una uniformidad de comprensión y coherencia de la práctica entre los inspectores de la División, los evaluadores y los proveedores de servicios.

Este capítulo técnico contiene la política actual de la División basada en los estatutos y reglamentos que rigen el programa de Tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo de Tennessee. Este documento sustituye a todas las versiones publicadas anteriormente. La versión actualizada de este capítulo técnico se publicará en el sitio web de la División en <https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks.html>.

**3. AUTORIDAD**

Todas las reglas consultadas en este capítulo técnico se encuentran en el Capítulo 0400-18-01 y están disponibles en el sitio web del Secretario del Estado de Tennessee en <https://publications.tnsosfiles.com/rules/0400/0400-18/0400-18.htm>.



#### 4. APLICABILIDAD

Las Reglas .02(4)(a), .02(4)(b) y 02(4)(c)1. exigen que todos los sistemas de protección contra la corrosión se diseñen, fabriquen, utilicen y mantengan de forma que proporcionen protección contra la corrosión continuamente a los componentes metálicos de la parte del tanque y/o de la tubería que “habitualmente contenga petróleo” y esté en contacto con el suelo.

A efectos de la protección contra la corrosión, la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos interpreta el término “suelo” como cualquier sustancia natural (por ejemplo, tierra, arena, agua, grava, etc.) que pueda servir como electrolito y, por tanto, provocar la corrosión de un objeto metálico.

Los componentes incluyen, entre otros, los siguientes<sup>1</sup>:

- a. Cualquier tanque o tubería de acero bruto (sin revestimiento dieléctrico)\*
- b. Sistemas de tanques STI-P3<sup>®</sup> con ánodos agotados
- c. Todas las tuberías subterráneas (incluidas las tuberías que están parcialmente por encima del nivel del suelo si son continuación de las tuberías, **las tuberías de llenado remoto y las tuberías de conexión para tanques múltiples**)
- d. Conectores flexibles metálicos (incluida cualquier sección de tubería entre surtidores o cabezales de bombas de turbina sumergibles (BTS) y los respectivos conectores flexibles, **independientemente de su longitud**)
- e. Cualquier tanque o tubería con un revestimiento que la División haya determinado que no es aceptado como “revestimiento dieléctrico adecuado” (Nota: Los revestimientos dieléctricos por sí solos no son una protección contra la corrosión adecuada)\*
- f. Los sistemas de tanques fabricados con revestimientos dieléctricos adecuados (es decir, tanques de fibra de vidrio o uretano, ACT-100<sup>®</sup>, etc.) que un experto en corrosión requiera que se unan al mismo sistema de protección catódica de otros tanques dentro o cerca del mismo contenedor del tanque.
- g. Cualquier otro componente del sistema que potencialmente pueda causar una fuga de petróleo al medioambiente como resultado de una falla de corrosión, a menos que un experto en corrosión determine que no es necesaria la protección contra la corrosión (PC)

---

<sup>1</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)1



\*Cualquier tanque o sistema de tuberías que cumpla este criterio y que no haya sido actualizado antes de la fecha límite federal de diciembre de 1998 (Tennessee, diciembre de 1999) se considerará deficiente y se cerrará de forma inmediata y permanente mediante su retirada o cierre en el lugar, de conformidad con la Regla .07(2).

La División no exige protección contra la corrosión en los siguientes componentes de un sistema de tanques subterráneos:

- a. Elevadores del medidor automático de tanques (MAT)
- b. Elevadores de recuperación de vapores
- c. Elevadores de llenado (solamente si el elevador de llenado cuenta con una tubería de caída, consulte la Regla .02(4)(b)5)
- d. Líneas de ventilación
- e. El elevador de la BTS, incluido el cabezal de la BTS
- f. Elevadores de monitoreo intersticial o cualquier otro elevador que no contenga petróleo de forma habitual
- g. Líneas auxiliares de sifón de las tuberías múltiples
- h. Líneas auxiliares de recuperación de vapores

## 5. REQUISITOS

### a. Diseño general y fabricación de los tanques

Los tanques deberán estar correctamente diseñados y fabricados, de conformidad con la Regla .02(4)(a), de forma que cualquier parte subterránea que habitualmente contenga petróleo y esté en contacto con el suelo esté protegida contra la corrosión mediante **uno** de los siguientes métodos:

1. El tanque de fibra de vidrio: está fabricado con plástico reforzado con fibra de vidrio, Regla .02(4)(a)1
2. Tanque de acero con protección catódica: el tanque está fabricado en acero y está protegido contra la corrosión mediante un sistema de protección catódica por protección catódica galvánica o protección catódica por corriente impresa, Regla .02(4)(a)2
3. El tanque de material compuesto está fabricado con un material compuesto reforzado con fibra de vidrio y acero, Regla .02(4)(a)4
4. Enchaquetado: tanque fabricado con una cubierta de plástico reforzado con fibra de vidrio que tiene un espacio intersticial entre el tanque interior y la cubierta exterior, Regla .02(4)(a)4
5. El tanque está fabricado de metal sin medidas de protección contra la corrosión adicionales, siempre que se instale en un lugar que, según lo determine un experto en corrosión, no sea lo suficientemente corrosivo como para provocar una fuga debida a la corrosión durante su vida operativa, Regla .02(4)(a)5
6. La División determina que la fabricación del tanque y la protección contra la corrosión están diseñados para evitar la fuga de petróleo de una manera que no es menos protectora que cualquiera de los métodos de protección contra la corrosión mencionados con anterioridad,

## **b. Diseño general y fabricación de tuberías**

Las tuberías deberán estar correctamente diseñadas y fabricadas, de conformidad con la Regla .02(4)(b), de forma que cualquier parte que habitualmente contenga petróleo y esté en contacto con el suelo y/o líquido esté protegida contra la corrosión mediante **uno** de los siguientes métodos:

### **1. No metálicas (Rígidas o flexibles)**

Todas las tuberías instaladas después del 1 de noviembre de 2005 deben cumplir o superar el Estándar de Seguridad de Underwriters Laboratory UL-971: "Tuberías subterráneas no metálicas para líquidos inflamables", 1 de julio de 2005. Esta exigencia se aplicará a todas las tuberías nuevas y/o de sustitución, Regla .02(4)(b)1.

### **2. Metálicas**

- i. Tuberías con revestimiento dieléctrico: tuberías revestidas con un material dieléctrico adecuado y con protección catódica, Regla .02(4)(b)2.(i).
- ii. Tuberías con sistema de protección catódica instalada en el lugar: tuberías de acero bruto o de otro metal a las que se haya agregado un sistema galvánico o de corriente impresa, Regla .02(4)(b)2.(ii).
- iii. Aislamiento: tuberías metálicas que nunca están en contacto con el suelo y/o el líquido (por ejemplo, tuberías metálicas enfundadas en una goma sellada en cada extremo, excavación de toda la tierra o material térreo que deje al descubierto toda la longitud de la tubería o instalación de un dispositivo de contención que aísla la tubería del suelo y/o el líquido, etc.), Regla .02(4)(b)4.
- iv. La tubería está fabricada de metal sin medidas de protección contra la corrosión, siempre que se instale en un lugar que, según lo determine un experto en corrosión, no sea lo suficientemente corrosivo como para provocar una fuga debido a la corrosión durante su vida operativa, Regla .02(4)(a)3.(i).
- v. La División determina que la fabricación de las tuberías y la protección contra la corrosión están diseñadas para evitar la fuga de cualquier petróleo almacenado de una manera que no es menos protectora que cualquiera de los métodos de protección contra la corrosión mencionados con anterioridad, Regla .02(4)(b)4.

## **6. Diseño y fabricación de los sistemas contra la corrosión**

Un **experto en corrosión** debe diseñar todos los sistemas de protección contra la corrosión "instalados sobre el terreno", de conformidad con la Regla .02(4)(a)2.(ii) y .02(4)(b)2.(ii). Los sistemas instalados en el lugar incluyen la instalación original o posterior de ánodos o la modificación de un sistema de protección contra la corrosión galvánica o un sistema de corriente impresa y **no incluye la instalación de ánodos en conectores flexibles en los sumideros de la BTS, sumideros de transición o debajo de los surtidores**. El propietario y/o el operador deberán conservar la documentación que acredite que el sistema de protección catódica está diseñado por un experto en corrosión, de conformidad con las Reglas .02(4)(a)2.(ii) y .02(4)(b)2.(ii) y dicha documentación deberá estar a disposición de la División para su inspección.

## **a. Experto en corrosión**

La Regla .01(4) define al experto en corrosión y significa una persona que, en razón de un profundo conocimiento de las ciencias físicas y de los principios de la ingeniería y las matemáticas adquirido mediante una educación profesional y la experiencia práctica correspondiente, está calificada para dedicarse a la práctica del control de la corrosión en los sistemas de tuberías metálicas enterradas o sumergidas y tanques metálicos. Dicha persona debe presentar la documentación para su revisión por la División de que la persona tiene la acreditación o certificación como Especialista en corrosión o Especialista en protección catódica por la Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión (NACE). Si la División determina que una persona tiene experiencia y capacitación suficientes para estar calificada para asumir un cargo de responsabilidad en el control de la corrosión de los sistemas de tuberías metálicas enterradas o sumergidas y tanques metálicos, dicha persona será calificada por la División como experto en corrosión. La División mantiene una lista de expertos en corrosión que habitualmente realizan trabajos en el Estado de Tennessee. Esta lista está disponible en el sitio web de la División.

Algunos ejemplos de situaciones que requieren la revisión de expertos en corrosión:

- Diseños de sistemas de protección catódica instaladas en el lugar<sup>2</sup>.
- Cualquier modificación (incluidas las reparaciones) del sistema de protección catódica, como la adición o sustitución de ánodos u otros cambios en el diseño o la fabricación del sistema de protección catódica.<sup>3</sup>
- Revisión de los resultados de las pruebas del sistema de protección catódica que indiquen anomalías, tales como: si las corrientes parásitas están afectando a las estructuras metálicas, los resultados de pruebas de PC no concluyentes y cualquier otro resultado de pruebas del sistema que la División determine que requiere una revisión experta adicional.<sup>4</sup>

## **b. Evaluador de protección catódica**

La Regla .01(4) define a un evaluador de protección catódica a una persona que puede demostrar un conocimiento de los principios y mediciones de todos los tipos comunes de los sistemas de protección catódica aplicados a los sistemas de tuberías metálicas enterradas o sumergidas y tanques metálicos. Como mínimo, estas personas deben tener una capacitación y experiencia en mediciones de resistencia de suelo, corriente parásita, potencial estructura a suelo y aislamiento eléctrico de componentes de los sistemas de tuberías y tanques metálicos enterrados.

No es necesario que un experto en corrosión realice las pruebas en los sistemas de protección catódica para cumplir con la Regla .02(4)(a)2. La División exige que todas las pruebas de protección catódica las realice una persona que reúna las calificaciones de un evaluador de protección catódica. Todas las pruebas deben realizarse de acuerdo con las directrices detalladas en este capítulo técnico y todos los resultados se registrarán en los formularios oficiales de la Encuesta de prueba de protección catódica de Tennessee (CN-1140 y CN-1309), de acuerdo con la Regla .02(4)(c)2.(iii) y los registros se conservarán de conformidad con la Regla .03(2)(b)5.

---

<sup>2</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(a)2(ii)

<sup>3</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)1

<sup>4</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.03(2)

## 7. Métodos de protección contra la corrosión

Existen dos métodos aceptables disponibles para cumplir los requisitos de protección contra la corrosión: Sistemas de PC galvánicos y sistemas de PC de corriente impresa.<sup>5</sup> Los metales se corroen de forma natural por la pérdida de electrones desde la superficie de los componentes metálicos hacia el suelo. Los sistemas de protección contra la corrosión invierten este flujo de electrones inhibiendo el proceso natural. Los sistemas galvánicos son sistemas “pasivos” de protección contra la corrosión que utilizan ánodos fabricados con metales como el magnesio y el zinc que se corroen en lugar del tanque o las tuberías. Debido a la diferencia de los potenciales eléctricos innatos, una corriente eléctrica natural fluye desde los ánodos a través de la humedad del suelo hasta el tanque y/o las tuberías, lo que resulta en la protección de los componentes metálicos. Los sistemas de corriente impresa utilizan el mismo principio, pero con la adición de una corriente continua externa de electricidad aplicada al sistema que suministra el flujo de electrones necesario para invertir el proceso de corrosión.

- a. Los **sistemas galvánicos** se componen de ánodos de sacrificio instalados para proteger catódicamente los componentes metálicos (tanques, tuberías, equipos auxiliares y/o conectores flexibles) en contacto con el suelo o el líquido. Los tanques con ánodos instalados en la fábrica en los extremos del tanque por el fabricante del tanque se denominan tanques sti-P3<sup>®</sup>. Dependiendo de la situación, se pueden adherir ánodos suplementarios a un tanque o tanques sti-P3<sup>®</sup> cuando los ánodos originales se hayan agotado.
- b. Los **sistemas de corriente impresa** siempre son sistemas “instalados en el lugar” que se agregan después de la instalación original del sistema de tanques. Estos sistemas están diseñados para proteger los tanques de acero previamente desprotegidos, los tanques con ánodos fijos (tanques sti-P3<sup>®</sup>) que se han agotado o tanques que anteriormente estaban revestidos internamente. Estos sistemas pueden instalarse para proteger tanto los tanques como las tuberías metálicas eléctricamente continuas.

### a. Sistemas galvánicos

#### 1. Diseño y fabricación

Los sistemas galvánicos también se conocen como sistemas de ánodo de sacrificio porque un ánodo (normalmente de zinc o magnesio) se corroe en lugar de la estructura metálica (es decir, el ánodo se sacrifica (se corroe) para proteger el metal al que está conectado). Los ánodos de sacrificio se conectan directamente a la estructura que se desea proteger mediante soldadura o conexión mecánica de cables conductores. Por lo general, los sistemas galvánicos se limitan a los componentes del tanque que están bien recubiertos con un material dieléctrico (tanques sti-P3<sup>®</sup> o tuberías de acero recubiertas con epoxi unido por fusión), ya que la salida de corriente disponible de estos sistemas es baja.<sup>6</sup> Los intentos de proteger grandes superficies de tanques sin revestimiento a largos tramos de tuberías no suelen ser prácticos porque la vida operativa de los ánodos es demasiado corta o el número de ánodos necesarios es demasiado grande.

#### 2. Funcionamiento y mantenimiento/inspección

Operar y mantener todos los sistemas galvánicos para proporcionar protección contra la corrosión continuamente a los componentes metálicos de la parte del tanque, tuberías y equipos auxiliares subterráneos que habitualmente contienen petróleo y están en contacto con

---

<sup>5</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(a)2

<sup>6</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)1

el suelo y/o líquido. Consulte las Reglas .02(4)(a)2. y .02(4)(b)2. La Regla .02(4)(c)2.(i) exige pruebas periódicas de los sistemas galvánicos cada tres años, para determinar si el sistema funciona correctamente y los ánodos proporcionan suficiente protección. El mantenimiento/repación de los sistemas galvánicos es mínimo y, si es necesario, suele limitarse a reparaciones de los cables de unión de los ánodos que se hayan agregado posteriormente a la instalación original de los tanques o a volver a enterrar el cableado visiblemente expuesto.

### **3. Reparaciones**

- i. Las reparaciones incluyen, entre otras, las siguientes: sustitución de los ánodos agotados, reparación o sustitución de los cables de conexión dañados y reparación/sustitución de los componentes del sistema para lograr el aislamiento. Si se agregan ánodos suplementarios o se instalan ánodos nuevos en un tanque sti-P3<sup>®</sup>, todos los requisitos de diseño y fabricación deben cumplir con la "Práctica recomendada para la adición de ánodos suplementarios a los UST sti-P3<sup>®</sup>" (R972) del Instituto de Tanques de Acero, revisada en diciembre de 2010 (o la versión actualizada). Si, basados en los cálculos de diseño, se necesitan más de 30 miliamperios de corriente para lograr la protección especificada en el documento R972, será necesario que un experto en corrosión diseñe el sistema de corrosión. Esto constituirá una "Instalación sobre el terreno". Reglas .02(4)(a)2.(ii) y .02(4)(b)2.(ii). Todos los documentos relacionados con la reparación y la aprobación del diseño por parte de un experto en corrosión deben conservarse durante toda la vida operativa del sistema y transferirse a cualquier nuevo propietario del mismo. Regla .02(4)(c)5(ii), .02(4)(c)5.(iii), .03(2)(b)5 y .03(2)(d).
- ii. La División permitirá la adición de un sistema de corriente impresa, que esté diseñada por un experto en corrosión, de conformidad con las Reglas .02(4)(a)2.(ii) y .02(4)(b)2.(ii), a un tanque STI-P3<sup>®</sup> como reparación del sistema de protección catódica cuando los ánodos de un tanque estén agotados. Un tanque de acero bruto que nunca haya cumplido los plazos de mejora de 1999 no podrá mejorarse agregando un sistema de corriente impresa. Los registros de esta reparación deben conservarse durante toda la vida operativa del sistema de UST requerido por la Regla .02(7)(h) y transferirse a cualquier nuevo propietario, de conformidad con la Regla .03(2)(d).
- iii. Dentro de los seis (6) meses siguientes a la reparación de un sistema de protección catódica, el sistema se probará de conformidad con la Regla .02(7)(f) para garantizar que funciona correctamente y todos los resultados se registrarán en los formularios oficiales de la Encuesta de prueba de protección catódica de Tennessee (CN-1140 y CN-1309), de conformidad con las Reglas .02(4)(c)2.(iii) y .03(2)(b)5.

### **4. Pruebas**

- i. Un evaluador de protección catódica debe inspeccionar todos los sistemas galvánicos para probar su correcto funcionamiento en un plazo de seis (6) meses desde su instalación y, a partir de entonces, al menos cada tres (3) años y, como se indicó anteriormente, probarlo en un plazo de seis (6) meses tras su reparación. El sistema debe funcionar según lo diseñado y prevenir eficazmente la corrosión de conformidad con la Regla .02(4)(c)2. Realice todas las pruebas de conformidad con las indicaciones de los Apéndices 1 y 2 de este capítulo técnico y el formulario de la Encuesta de prueba de protección catódica

galvánica (CN-1140).<sup>7</sup>

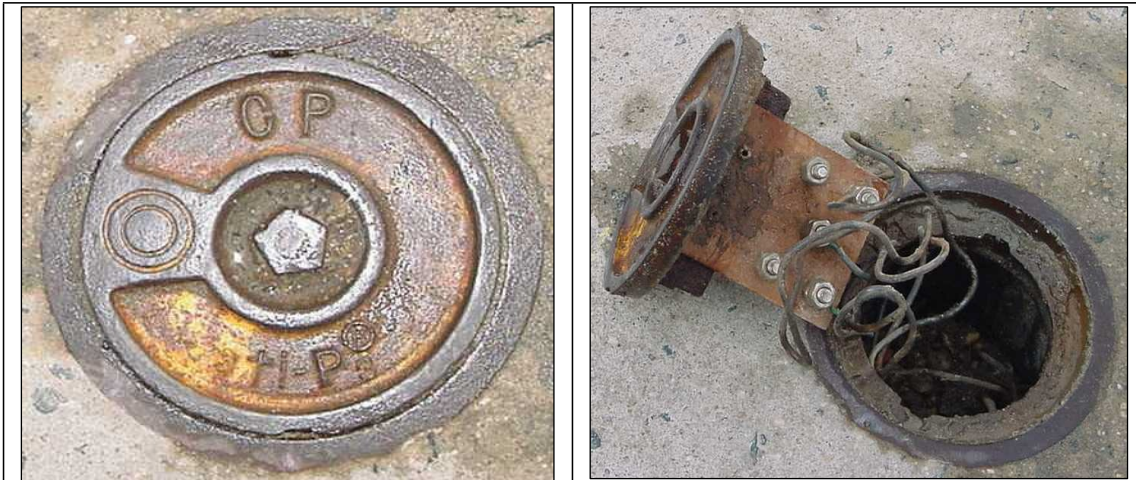
- ii. Todos los sistemas de UST a los que se hayan agregado ánodos con el propósito de sustituir o mejorar un sistema galvánico existente deberán realizar una prueba de estanqueidad. La prueba de estanqueidad se realizará a más tardar 6 meses, pero no antes de tres (3) meses, después de agregar ánodos. Consulte las Reglas .02(4)(c)3. y .02(4)(c)5.(iii). Por lo general, la División no exige pruebas de estanqueidad de los conectores flexibles a los que se agregó ánodos. Los registros deben transferirse a cualquier nuevo propietario, de conformidad con la Regla .03(2)(d).
- iii. Las estructuras que utilicen protección catódica galvánica se considerarán correctamente protegidas cuando "Un potencial negativo (catódico) de al menos 850 mV con la corriente de protección aplicada.<sup>8</sup> Este potencial se mide con respecto a un electrodo de referencia saturado de cobre/sulfato de cobre en contacto con el electrolito. Las caídas de tensión distintas de las que se producen a través del límite entre la estructura y el electrolito deben tenerse en cuenta para una interpretación válida de esta medición". Este criterio también se conoce como "850 on" y no es aplicable a los sistemas de corriente impresa. Para un análisis más detallado, consulte "Técnicas de medición relacionadas con los criterios de protección catódica de sistemas de tanques de almacenamiento subterráneo" (Estándar NACE TM0101, Sección 8).



**NOTA:** Un evaluador de protección catódica no puede utilizar una estación de prueba de protección catódica (como la PP4<sup>®</sup>) que se instaló en forma permanente durante la instalación original del sistema de tanques para obtener mediciones de potencial durante una prueba de protección catódica.<sup>8</sup> Además, no se puede utilizar un cable de prueba de protección catódica (como el PP2<sup>®</sup>) a menos que se haya demostrado que el cable es continuo con el fondo del tanque.<sup>8</sup> La razón para no utilizar una estación de prueba y/o un cable de prueba para no utilizar una estación de prueba y/o un cable de prueba se debe a posibles problemas de continuidad, ubicación desconocida del punto de contacto del cable y/o deterioro de la celda de referencia instalada originalmente. Cualquiera de ellos puede dar lugar a lecturas potenciales incorrectas.

<sup>7</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.03(2)(b)5

<sup>8</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)2



## 5. Conservación de registros

Los registros deben conservarse de conformidad con lo siguiente:

- i. El sistema de PC debe probarse cada tres (3) años y los resultados de las dos (2) últimas pruebas deberán conservarse y facilitarse a petición de la División. Consulte las Reglas .02(4)(c)5.(i) y .02(4)(c)2.
- ii. Debe conservarse un registro del agregado de ánodos de sacrificio a un sistema galvánico existente durante el resto de la vida operativa del sistema de tanques de almacenamiento subterráneo y dichos registros deben transferirse al nuevo propietario en el momento de la transferencia de la propiedad. Consulte las Reglas .02(4)(c)5.(ii) y .03(2)(d).
- iii. Los resultados de las pruebas de estanqueidad exigidas cuando se han agregado ánodos con el propósito de sustituir o mejorar un sistema galvánico existente deben conservarse durante el resto de la vida operativa del sistema de tanques de almacenamiento subterráneo. Dichos registros deben transferirse al nuevo propietario. Consulte las Reglas .02(4)(c)3., .02(4)(c)5.(iii) y .03(2)(d).
- iv. Los resultados de cualquier reparación del sistema de protección catódica deben conservarse durante la vida operativa del sistema. Consulte la Regla .02(7)(h).
- v. Transferencia de registros. En el caso de la transferencia de propiedad, incluida, entre otras, la venta de los sistemas de UST, se transferirán al nuevo propietario de los UST los originales y/o copias de todos los documentos necesarios para la conservación de los registros de los sistemas de protección contra la corrosión del sistema de tanques en el momento de la transferencia de propiedad. Consulte la Regla .03(2)(d).

### b. Sistemas de corriente impresa

#### 1. Diseño y fabricación

Todos los sistemas de corriente impresa son sistemas “instalados en el lugar” y deben ser diseñados por un experto en corrosión, de conformidad con las Reglas .02(4)(a)2.(ii) y .02(4)(b)2.(ii). La Regla .02(4)(c)1 exige que los sistemas de protección catódica se utilicen y conserven de conformidad con un experto en corrosión cuyos requisitos de diseño y fabricación

deben cumplir los Estándares de NACE SP0285 para tanques y SP0169 para tuberías.

## 2. Funcionamiento y mantenimiento/inspección

- i. Todos los sistemas de corriente impresa deben operarse y mantenerse para proporcionar protección contra la corrosión continuamente a los componentes metálicos de la parte del tanque, tuberías y equipos auxiliares subterráneos que habitualmente contienen petróleo y están en contacto con el suelo. Consulte la Regla .02(4)(c)1.
- ii. Todos los sistemas de protección catódica de corriente impresa deben diseñarse para permitir la determinación del estado operativo actual.
  - El rectificador debe inspeccionarse visualmente cada sesenta días, observando que esté encendido y funcionando correctamente. Consulte la Regla .02(4)(c)4.
  - Los resultados de estas inspecciones deben registrarse en el formulario CN-1282 de Registro de funcionamiento del rectificador durante 60 días del sistema de protección catódica por corriente impresa. Consulte la Regla .02(4)(c)4.
  - Las entradas del registro de rectificadores de 60 días incluirán la fecha de la inspección, el estado de encendido/apagado del rectificador, la salida de tensión si está disponible, la salida de amperaje, la lectura del contador de horas si está disponible, el nombre de la persona que inspecciona el equipo y cualquier comentario aplicable. Consulte la Regla .02(4)(c)4.
  - El propietario y/o el operador deben conservar los resultados de las **tres** últimas inspecciones visuales del rectificador (es decir, los últimos seis(6) meses). Consulte las Reglas .02(4)(c)4. y .02(4)(c)5.(iv).

Las siguientes condiciones pueden indicar que el sistema de protección catódica no está proporcionando una protección continua contra la corrosión, de conformidad con la Regla .02(4)(c)1 y pueden requerir una investigación y/o reparación:

- El medidor o medidores del rectificador no muestran voltaje o corriente (amperaje) en absoluto
  - El medidor o medidores del rectificador muestran voltaje o corriente (amperaje) con el interruptor en la posición "apagado"
  - No se suministra energía eléctrica al sistema de corriente impresa
  - El medidor o medidores del rectificador tienen "picos" que indican que se superó el voltaje o la corriente (amperaje) máxima del rectificador
  - Los registros del rectificador muestran una variación de corriente (amperaje) y/o voltaje superior al 20 % entre la lectura inicial (como se indica en la encuesta de protección catódica más reciente) y las lecturas potenciales
  - Un rectificador que no funciona correctamente
- i. Si el sistema o sistemas de corriente impresa han estado apagados o inoperativos durante menos doce (12) meses, realice una prueba de estanqueidad del tanque o tanques y del conducto o conductos de conformidad con las Reglas .04(3)(b) y .04(4)(b).

1. Si los resultados de las pruebas de estanqueidad indican que los sistemas de UST



cumplen (es decir, tanto los tanques como las líneas pasan una prueba de estanqueidad), entonces:

- a. Repare el sistema de corriente impresa (si procede)<sup>9</sup>
  - b. Vuelva a poner en funcionamiento el sistema de corriente impresa
  - c. Prueba de estanqueidad de los tanques y conductos entre tres (3) y seis (6) meses después de volver a poner en funcionamiento el sistema<sup>10</sup>
2. Si los resultados de las pruebas de estanqueidad indican que los sistemas de UST no cumplen (es decir, los tanques o las líneas no pasan una prueba de estanqueidad), entonces:
- a. Las sospechas de fuga se notificarán a la División en un plazo de 72 horas a partir de su descubrimiento y
  - b. Si se confirma una fuga, investigarse de conformidad con las Reglas .05(1) a .05(4) y .06.
- ii. Si el sistema de corriente impresa ha estado apagado o inoperativo durante más de doce (12) meses:
1. Cerrar permanentemente el sistema o sistemas de UST de conformidad con la Regla .07(2), o
  2. Los propietarios y/u operadores de los tanques deberán presentar una solicitud por escrito a la División en la que justifiquen por qué no se debe proceder al cierre definitivo del sistema o sistemas de UST. Si la División determina que las circunstancias justifican una investigación más a fondo, la División responderá por escrito exigiendo medidas adicionales.<sup>11</sup>

Todas las reparaciones (consulte la Sección 3) del sistema de corriente impresa deben ser diseñadas y aprobadas por un experto en corrosión.<sup>12</sup> Después de las reparaciones, pruebe el sistema de corriente impresa siguiendo los procedimientos descritos en la Sección 4 más adelante. Realice esta prueba en los seis meses siguientes a la finalización de las reparaciones.<sup>13</sup>

---

<sup>9</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)1

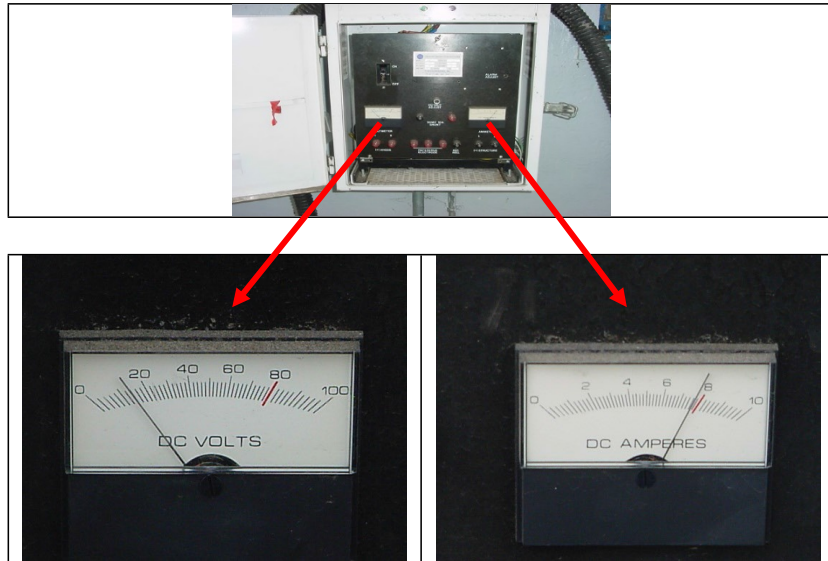
<sup>10</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)3

<sup>11</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)6(ii)(II)

<sup>12</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)1

<sup>13</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)2(i)

Las siguientes imágenes de un rectificador incluyen un amperímetro y un voltímetro. Para verificar que el rectificador está encendido, estos medidores deben tener valores mayores que cero. Las lecturas no indican que el sistema esté protegiendo los tanques y tuberías, solamente que la unidad está funcionando.



### 3. Reparaciones

La Regla .02(7) exige que los propietarios y/u operadores de los sistemas de UST garanticen que las reparaciones impedirán las fugas debido a las fallas estructurales o de corrosión mientras el sistema de UST se utilice para almacenar petróleo. Las Reglas .02(4)(a)2.(ii) y .02(4)(b)2.(ii) exigen que los sistemas de protección catódica instalados en el lugar para tanques y tuberías sean diseñados por un experto en corrosión.

La División determinó que para cumplir con las Reglas .02(4)(a)2.(ii), .02(4)(b)2.(ii) y .02(7)(a) un experto en corrosión debe participar en el diseño e instalación, aprobación, supervisión o firma de todas las reparaciones efectuadas en los sistemas de protección catódica que afecten al funcionamiento del sistema.

Las reparaciones incluyen, entre otras, la siguiente lista de actividades:<sup>14</sup>

- i. Sustitución del rectificador
- ii. Adición o sustitución de ánodos (excepto cuando se especifique como mantenimiento. Consulte más adelante)
- iii. Sustitución de componentes rotos del rectificador
- iv. Sustitución de cables de conexión a tierra o cables de ánodo rotos
- v. Resolución de problemas de continuidad
- vi. Adición de estructuras adicionales a un sistema de PC existente
- vii. Aumento del ajuste de las tomas del rectificador para obtener resultados de paso

<sup>14</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.01(1)(4)

- viii. Cualquier otra modificación del sistema que cambie la salida de corriente (amperaje) del sistema

Cualquiera de estas actividades requiere una nueva prueba del sistema de PC dentro de los 6 meses siguientes a la reparación del sistema para cumplir con la Regla .02(7)(f).

Las actividades enumeradas a continuación pueden considerarse de mantenimiento y no requieren la aprobación de un experto en corrosión según las Reglas .02(4)(a)2.(ii), .02(4)(b)2.(ii) y .02(7)(a):

El mantenimiento incluye, entre otras, la siguiente lista de actividades:

- i. Pruebas habituales de PC
- ii. Encendido y apagado del rectificador por las pruebas
- iii. Sustitución de fusibles fundidos o del medidor de voltaje/amperaje en el rectificador
- iv. Volver a enterrar los cables de ánodo que sobresalen en la superficie
- v. Añadir o sustituir un ánodo de bolsa o de varilla de accionamiento a un conector o conectores flexibles

#### 4. Pruebas

- i. Un evaluador de protección catódica debe inspeccionar todos los sistemas de corriente impresa para probar su correcto funcionamiento en un plazo de seis (6) meses desde su instalación y, a partir de entonces, al menos cada tres (3) años. El sistema debe funcionar según lo diseñado y prevenir eficazmente la corrosión. Consulte la Regla .02(4)(c)2.
- ii. Todos los sistemas de UST a los que se hayan agregado ánodos con el propósito de sustituir o mejorar un sistema de corriente impresa existente deberán realizar una prueba de estanqueidad. La prueba de estanqueidad se realizará a más tardar seis (6) meses, pero no antes de tres (3) meses, después de agregar ánodos de conformidad con la Regla .02(4)(c)3. y .02(4)(c)5.(iii). Por lo general, la División no exige pruebas de estanqueidad de los conectores flexibles a los que se agregó ánodos. Los registros deben transferirse a cualquier nuevo propietario, de conformidad con la Regla .03(2)(d).
- iii. Realice todas las pruebas de conformidad con las indicaciones de los Apéndices 2 y 3 y el formulario de la Encuesta de prueba de protección catódica de corriente impresa (CN-1309).<sup>15</sup> Las estructuras que utilicen protección catódica por corriente impresa se considerarán correctamente protegidas, de conformidad con las Reglas .02(4)(c)1. y 2. y .02(7), si cumplen cualquiera de los dos requisitos:<sup>16</sup>
  - 1. El criterio de la Sección 9 de NACE TM0101: un potencial negativo (catódico) de al menos 850 mV cuando se ha eliminado la caída de voltaje de la corriente de protección aplicada. Esta segunda lectura del medidor se conoce como “desconexión instantánea” y se mide con la corriente de protección interrumpida cuando se corta la potencia del rectificador o utilizando la función mínima/máxima de un medidor para capturar la lectura de desconexión instantánea o

---

<sup>15</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)2(iii)

<sup>16</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)2

2. El criterio de la Sección 10 de NACE TM0101: cuando puede medirse un mínimo de 100 mV de polarización catódica (ya sea formación o decadencia, es decir, desplazamiento) en las estructuras protegidas. Cuando la corriente se interrumpe, se registra un potencial de “apagado instantáneo” y, a continuación, se deja que la estructura bajo protección catódica se despolarice hasta que se observe un cambio de al menos 100 mV en la potencia. La despolarización puede durar hasta 24 horas en algunos casos, pero no debe superar las 72 horas.

## 5. Conservación de registros

Los registros deben conservarse de conformidad con lo siguiente:

- i. El sistema de PC debe probarse cada tres (3) años y los resultados de las dos (2) últimas pruebas deberán conservarse y facilitarse a petición de la División, de conformidad con las Reglas .02(4)(c)2.(i). y .02(4)(c)5.(i).
- ii. Los resultados de la inspección del rectificador a los sesenta (60) días se registrarán en el Formulario de registro de funcionamiento del rectificador a los 60 días del sistema de PC de corriente impresa (CN-1282) y de conformidad con la Regla .02(4)(c)2.(iii). Los resultados de las tres últimas inspecciones de rectificadores de sesenta (60) días deben conservarse para su inspección por parte de la División, de conformidad con las Reglas .02(4)(c)5.(iv) y .03(2)(b)5.
- iii. Deben conservarse los resultados de cualquier reparación del sistema de protección catódica durante el resto de la vida operativa del sistema de tanques de almacenamiento subterráneo y dichos resultados deben transferirse en el momento de la transferencia de la propiedad, de conformidad con las Reglas .02(7)(h) y .03(2)(d).
- iv. El propietario y/o el operador deberán conservar la documentación que acredite que el sistema de protección catódica ha sido diseñado por un experto en corrosión y que dicho experto ha participado en las reparaciones efectuadas en el sistema para su inspección por parte de la División, de conformidad con las Reglas .02(4)(a)2.(ii), .02(4)(b)2.(ii), .02(7)(h) y .03(2)(b).
- v. Los resultados de las pruebas de estanqueidad exigidas cuando se han agregado ánodos con el propósito de sustituir o mejorar un sistema de corriente impresa existente deben conservarse durante el resto de la vida operativa del sistema de tanques de almacenamiento subterráneo, de conformidad con las Reglas .02(4)(c)5.(ii) y .02(7)(h). Dichos registros deben transferirse en el momento de la transferencia de propiedad de conformidad con las reglas de la División según la Regla .03(2)(d).

Los rectificadores utilizados en los sistemas de UST se controlan manualmente en su mayor parte. Un experto en corrosión determinará la cantidad de corriente necesaria en el diseño para proteger las estructuras metálicas y ajustará en consecuencia la salida del rectificador en el momento de la instalación o durante la modificación del sistema de PC, de conformidad con las Reglas .02(4)(a)2.(ii) y .02(4)(b)2.(ii), y como se indica en la definición de experto en corrosión de la Regla .01(4).

Si el rectificador cuenta con un **voltímetro**, las lecturas de voltaje de 60 días realizadas por los propietarios del tanque deberían ser bastante constantes, a menos que el rectificador sea de corriente constante. El propietario del tanque debe registrar la corriente (amperios o

miliamperios) con un **amperímetro**. Las lecturas de corriente registradas pueden variar si los ánodos están enterrados a poca profundidad o si hay grandes variaciones estacionales en el contenido de humedad del suelo. Si los ánodos están enterrados a una profundidad mínima de 8 pies, la corriente medida debería permanecer bastante constante. **Cualquier variación de corriente y/o voltaje superior al 20 % entre la lectura inicial (determinada por la prueba de protección catódica más reciente de 3 años) y una lectura posterior debe investigarse y repararse, si procede.**<sup>17</sup>

## **8. Protección contra la corrosión de conectores flexibles y tramos cortos de tuberías metálicas**

**Esta sección no se aplica a los sistemas de UST que utilizan el monitoreo intersticial como método de detección de fugas para las tuberías de producto, ya que los componentes de tuberías a los que se hace referencia deben estar en sumideros de contención que permanezcan secos, de conformidad con las Reglas .02(2)(b)1(ii) y .04(4)(c)1.**

Los conectores flexibles son accesorios de acero inoxidable trenzado que se utilizan para realizar conexiones desde una línea de productos hasta un surtidor o una bomba sumergible. Una malla de acero trenzado protege una manguera en que la parte interior es de plástico o no metálica que lleva petróleo. Los tramos cortos de tuberías metálicas pueden incluir juntas giratorias, codos, válvulas, manguitos de tuberías de BTS, uniones para tuberías de succión, tuberías de surtidores, etc. Existen dos principales métodos para proteger los conectores flexibles y los tramos cortos de las tuberías metálicas de la corrosión: el aislamiento y la protección catódica.

### **a. Aislamiento**

Los componentes de las tuberías se consideran aislados si no están en contacto con el suelo y/o el agua. Si un sumidero seco sirve para ese propósito, entonces no es necesario tomar ninguna otra medida. Si todos o parte de los componentes de las tuberías están en contacto con el suelo y/o el agua en algún momento (ya sea en un sumidero de contención o no), será necesario otro medio para lograr el aislamiento para cumplir con la Regla .02(4)(b). Para lograr este objetivo, se pueden utilizar fundas de aislamiento que impidan que el componente de la tubería esté en contacto con el suelo y/o el agua o eliminar el suelo que está en contacto con los componentes de la tubería. Si los componentes de las tuberías no se pueden aislar completamente, se requiere la adición de protección catódica (consulte el ítem n.º 2 a continuación) de conformidad con las Reglas .02(4)(b)2 y .02(4)(c)1.

Las fundas de aislamiento suelen estar fabricadas con un material plástico o de caucho que envuelve todo el componente de la tubería y asegurada. Las fundas de aislamiento pueden ser "manguitos" de una pieza que se deslizan sobre un conector flexible y se sujetan en ambos extremos con bridas de nailon o abrazaderas de bandas de acero inoxidable, también conocidas como abrazaderas de radiador (manguera). Otros diseños son fundas que se retraen por el calor directamente a un conector flexible. Además, algunas fundas se envuelven alrededor del conector/tubo flexible y se sujetan con cremalleras, bridas de nailon o cierres de velcro.

Si las fundas de aislamiento muestran signos de degradación, deben sustituirse. Las fundas de aislamiento deben fijarse en ambos extremos de forma de evitar que el conector flexible entre en

---

<sup>17</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)1

contacto con la tierra o el agua. Los conectores flexibles que no pueden aislarse del contacto con el suelo o el agua no están protegidos contra la corrosión; por lo tanto, se requiere protección catódica, de conformidad con las Reglas .02(4)(b)2. Y .02(4)(c)1.

	
<p>Funda de aislamiento de una sola pieza</p>	<p>Funda con cremallera</p>

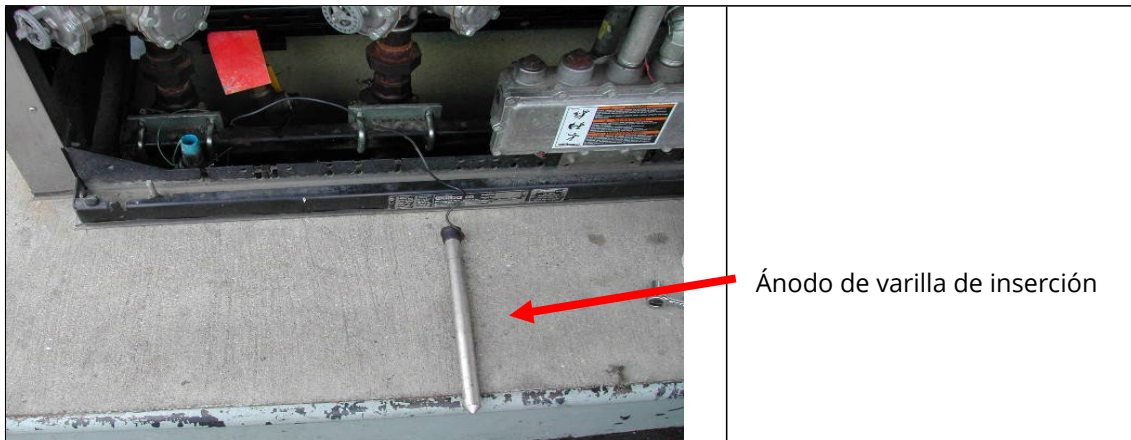
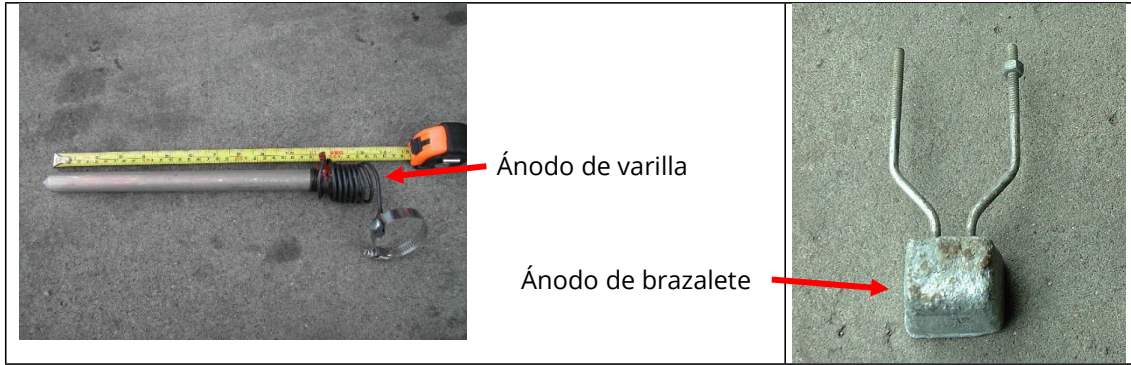
El uso de envolturas de cinta como método independiente de aislamiento de conectores flexibles y/u otros componentes de tuberías no es un método aceptado como protección contra la corrosión; por lo tanto, los conectores flexibles envueltos en cinta (u otros componentes de tuberías) también deben tener una forma de protección catódica galvánica o de corriente impresa. Consulte la Regla .02(4)(b)4.

**Protección catódica**

Los ánodos de sacrificio pueden fijarse a los componentes de las tuberías bajo el surtidor o en la bomba sumergible, por ejemplo, para lograr la protección catódica. Normalmente, los ánodos de sacrificio, como los ánodos de punta (ánodo de varilla de inserción) o un ánodo de bolsa, se instalan en el lugar enterrándolos en el suelo junto a las tuberías y conectando un cable de unión entre el ánodo y el componente que requiere protección catódica. Si el componente de la tubería que requiere protección solamente está en contacto con el agua, se recomienda colocar un ánodo “descubierto” (no un ánodo de bolsa) en el agua adyacente a la tubería y conectarlo como se describió antes. Los tipos de ánodos menos comunes son los ánodos de brazaletes que se fijan con un perno en U alrededor del componente de la tubería o los ánodos que se montan en fábrica en el conector flexible (ánodos de rosca). Independientemente del tipo, el ánodo debe estar en contacto con el suelo o el agua para que funcione correctamente.<sup>18</sup> Los sistemas de protección catódica deben probarse cada tres años, de conformidad con la Regla .02(4)(c)2.(i).

<sup>18</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)1





Un solo ánodo de varilla, brazaletes o bolsa está diseñado solamente para proporcionar protección a un solo conector flexible aislado o a una sección corta de tubería metálica;<sup>19</sup> por lo tanto, pueden ser necesarios ánodos adicionales para lograr la protección catódica si el componente a proteger es continuo con otros componentes metálicos (por ejemplo, el cabezal de bomba de la BTS, el gabinete del surtidor, el conducto eléctrico, etc.).

Los conectores flexibles también se unen ocasionalmente al sistema de corriente impresa para conseguir protección. Para este diseño, cada conector flexible debe ser continuo con el cable

<sup>19</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(b)2

negativo del rectificador desconectado; de lo contrario, será necesario algún método (aislamiento, ánodos de sacrificio, etc.) para lograr la protección contra la corrosión.<sup>20</sup>

## **b. Protección catódica y de conectores flexibles y secciones cortas de tuberías metálicas\***

Los términos conector flexible, tramo corto de tubería metálica y componente de tubería se utilizan indistintamente en las secciones siguientes. El componente de tubería más común que requiere protección catódica es un “conector flexible”; por lo tanto, es el término más utilizado a continuación.

\*\*Registrar los resultados de las pruebas de continuidad para TODOS los conectores flexibles y tramos cortos de tuberías metálicas en la página de encuesta de continuidad del formulario del Encuesta de prueba de protección catódica para corriente impresa (CN-1309) o del formulario de Encuesta de prueba de protección catódica galvánica (CN-1140), según corresponda.<sup>21</sup>

### **1. Conectores flexibles o tramos cortos de tuberías metálicas conectadas a un sistema de corriente impresa**

Este escenario podría darse en un lugar con tanques metálicos protegidos por un sistema de corriente impresa, tuberías no metálicas y conectores flexibles o tramos cortos de tuberías metálicas (es decir, componentes de tuberías) que se han conectado al sistema de corriente impresa. Para probar estos componentes de las tuberías:

- Pruebe la continuidad utilizando el procedimiento de prueba de continuidad punto a punto (consulte la sección correspondiente en el Apéndice 2) para confirmar que cada componente de la tubería es continuo con el cable negativo del rectificador desconectado (el sistema de corriente impresa debe estar apagado al realizar este procedimiento). Registre los resultados de las pruebas de continuidad en la Sección XIV del formulario CN-1309.<sup>22</sup> Si uno o varios componentes de tuberías no son continuos con el cable negativo del rectificador desconectado, el componente de tuberías en cuestión deberá conectarse al sistema de corriente impresa o se requerirá otro método de protección contra la corrosión (es decir, aislamiento, ánodo de sacrificio, etc.).<sup>23</sup> **NOTA:** Si algún componente de la tubería se conecta al sistema de corriente impresa, se requiere la participación de un experto en PC (incluida la firma del informe de la prueba de PC).<sup>24</sup>
- Si el componente de tubería referenciado es continuo con el cable negativo del rectificador desconectado, mida el voltaje de “Encendido” y “Apagado instantáneo” de conformidad con el Apéndice 3 (el electrodo/celda de referencia debe colocarse en el suelo adyacente al componente de la tubería). Registre los resultados de las pruebas en la Sección XV del formulario CN-1309. Si múltiples componentes de tuberías (por ejemplo, conectores flexibles) debajo de un surtidor (por ejemplo) son todos continuos con el cable negativo del rectificador desconectado, todos los conectores flexibles

---

<sup>20</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(b)2

<sup>21</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(b)2(iii)

<sup>22</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)2(iii)

<sup>23</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(b)2

<sup>24</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(b)2(ii)



debajo de ese surtidor pueden ser aprobados como “una pieza” de metal. Siga el procedimiento de prueba del Apéndice 3.

NOTA: Para evitar la despolarización de los componentes de las tuberías, puede ser necesario realizar pruebas de continuidad después de obtener los voltajes de “Encendido” y “Apagado instantáneo”.

## **2. Conectores flexibles o secciones cortas de tuberías metálicas con ánodos de sacrificio adosados**

Utilice los siguientes métodos para probar los conectores flexibles con ánodos de sacrificio adosados.<sup>25</sup> Estos métodos también pueden utilizarse para probar tramos cortos de tuberías metálicas.

En el Apéndice 4 se describen paso a paso los procedimientos de prueba de los conectores flexibles.

NOTA: Para probar los conectores flexibles o tramos cortos de tuberías metálicas con ánodos de sacrificio adosados, el sistema de corriente impresa (si procede) debe estar apagado.

## **3. Conectores flexibles aislados eléctricamente**

Pruebe la continuidad entre el conector flexible y el componente de conexión (es decir, la tubería de la BTS o la tubería del surtidor) utilizando el método punto a punto o celda fija/suelo en movimiento (colocación de celda de referencia remota). Si el conector flexible está aislado del componente de conexión, deberán tomarse mediciones locales “encendidas” **y** mediciones “remotas” para **cada** conector flexible. Ambas mediciones deben pasar (–850 mV o más negativo) para que el conector flexible esté protegido catódicamente.<sup>25</sup>

NOTA: Cuando se realicen mediciones “remotas”, la celda de referencia debe colocarse en “tierra remota” verdadera (consulte el procedimiento más adelante).

Si no se superan las mediciones locales de “encendido” o “remoto”, debe realizarse una medición local de “apagado instantáneo” desconectando el cable de enlace del ánodo. Si hay varios conectores flexibles aislados, todos los demás conectores flexibles que no se estén probando deben desconectarse de sus respectivos ánodos durante la prueba para obtener mediciones de “apagado instantáneo” válidas para el conector flexible que se está probando. Si las mediciones de “apagado instantáneo” fallan, entonces continúe observando la despolarización para determinar si se cumple el criterio de desplazamiento de 100 mV. Para las lecturas locales de “apagado instantáneo”, cada conector flexible debe ser aprobado individualmente colocando la celda de referencia inmediatamente adyacente a cada conector flexible (no al ánodo) y haciendo contacto directamente con el conector flexible mientras se desconecta el cable de unión del ánodo.<sup>25</sup>

NOTA: El uso de ánodos fijos permanentemente, como los ánodos “brazaletes” o “de rosca”, pueden no permitir la prueba correcta de los conectores flexibles si no se pueden obtener las

---

<sup>25</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)2

mediciones “remotas” o fallan. En consecuencia, debe utilizarse el método de apagado instantáneo/desplazamiento de 100 mV.<sup>25</sup> Desconectar los ánodos de brazaletes o de rosca no suele ser práctico; por lo tanto, una solución es añadir un ánodo de punta o bolsa con un cable de unión que se pueda desconectar para medir el apagado instantáneo/desplazamiento de 100 mV.

**“Tierra remota” verdadera:** La “tierra remota” verdadera es una ubicación alejada de la estructura protegida en la que las mediciones de potencial no cambian significativamente independiente de cuánto más lejos se encuentre el electrodo/celda de referencia de la estructura protegida. El propósito de obtener esta medida de potencial es superar los efectos de cualquier caída de IR (voltaje) entre el ánodo y la estructura protegida. La caída de IR se refiere al voltaje producido por un ánodo para vencer la resistencia del suelo.

**Procedimiento para obtener una “tierra remota” verdadera:** Coloque la celda de referencia a una distancia mínima de 25 pies de la estructura que se está probando. Mida el potencial remoto. Aleje la celda de referencia otros 10 pies y vuelva a medir el potencial. Si la diferencia entre las dos mediciones es menor que 10 mV, entonces esta ubicación representa la “tierra remota” verdadera para cualquier estructura que se está probando en el lugar. Si las dos mediciones no están dentro de 10 mV, continúe alejándose 10 pies y mida de nuevo hasta que dos mediciones consecutivas estén dentro de 10 mV.<sup>26</sup>

#### 4. Conectores flexibles (continuo) con cortocircuito eléctrico

Pruebe la continuidad entre el conector flexible y el componente de conexión (es decir, la tubería de la BTS o la tubería del surtidor) utilizando el método punto a punto o celda fija/suelo en movimiento (colocación de celda de referencia remota). Si el conector flexible está en cortocircuito con el componente de conexión, mida solamente los potenciales locales de “desconexión instantánea” para cada conector flexible.<sup>26</sup> **Si hay varios conectores flexibles en cortocircuito, se recomienda poder desconectar todos los cables de unión anódica al mismo tiempo.** Esto puede requerir que los cables de unión del ánodo se unan a un punto común para desconectarse durante las pruebas. Para realizar la prueba, desconecte el cable de enlace común cada vez y contacte cada conector flexible por separado y realice pruebas de “Apagado instantáneo” por separado para los conectores flexibles individuales. Este método de unir todos los cables también hará que las pruebas futuras sean más cómodas.

**Se recomienda** conectar todos los cables de los ánodos a un punto común. Alternativamente, los cables de enlace que están unidos a cada conector flexible por separado pueden probarse de la siguiente manera: contacte con el primer conector flexible, **mientras que todos los demás cables de enlace están desconectados**, y desconecte su cable de enlace anódico y mida el potencial “apagado instantáneo”. Repita este procedimiento con cada conector flexible. De nuevo, si el potencial “apagado instantáneo” falla, entonces continúe observando la despolarización para determinar si se cumple el criterio de desplazamiento de 100 mV.

NOTA: Para las lecturas locales de “apagado instantáneo”, cada conector flexible debe probarse individualmente. Esto se consigue (1) colocando la celda de referencia inmediatamente adyacente a cada conector flexible (no al ánodo), (2) haciendo contacto directamente con el conector flexible que se está probando y (3) desconectando el cable de unión al ánodo.

---

<sup>26</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)2

## **5. Conectores flexibles en contacto con el agua dentro de los sumideros de contención**

Si se ha conectado un ánodo a un único conector flexible en un sumidero que contiene agua, solamente debe medirse un potencial local de “apagado instantáneo” (o desplazamiento de 100 mV). Si hay varios conectores flexibles/ánodos, se aplican los procedimientos descritos anteriormente para la prueba de conectores flexibles aislados (solamente la parte de “apagado instantáneo” o “desplazamiento de 100 mV”) o conectores flexibles en cortocircuito.

NOTA: En los sumideros con niveles de agua elevados, es posible que no se pueda acceder al cable de unión del ánodo que está conectado directamente a un conector/tubería flexible que está completamente sumergido, con el fin de desconectarlo para obtener las mediciones de “apagado instantáneo”. En este caso, lo mejor es que el cable de unión del ánodo y el cable de unión del conector flexible/tubería terminen en un punto por encima de la superficie del agua y, a continuación, conectar estos dos cables de unión. Cuando realice la prueba, conecte el cable positivo del voltímetro al cable de enlace que va al conector flexible y el cable negativo al electrodo/celda de referencia (sumerja solamente la punta del electrodo/celda de referencia en agua) y, luego, desconecte los dos cables de enlace para obtener una medición de “apagado instantáneo”.<sup>26</sup>

## **6. Conectores flexibles que no entran en contacto con el agua dentro del sumidero de contención (o el sumidero está seco) y hay un ánodo conectado**

Si el conector flexible no se puede probar porque no está en contacto con el agua, regístrelo en la parte del formulario de prueba de protección catódica correspondiente al conector flexible (por ejemplo, no se puede probar el conector flexible Plus de la BTS porque no está en contacto con el agua, etc.).<sup>27</sup>

## **7. Conectores/tubería flexible en un “sumidero parcialmente contenido”**

Se considera que un sumidero de contención está parcialmente contenido si está construido de tal manera que no impide totalmente que la tierra/grava esté en contacto con los conectores flexibles y/o tuberías metálicas (normalmente debajo de un surtidor o en una bomba de turbina sumergible). Estos “sumideros” suelen ser de plástico, madera o metal. Las tuberías de estos sumideros pueden estar en contacto con la tierra/grava dentro del sumidero, así como con la tierra/grava fuera de las paredes del sumidero. Las configuraciones de las paredes del sumidero puede plantear problemas a la hora de obtener mediciones potenciales adecuadas en la estructura sometida a prueba. Pueden darse los siguientes casos:

- a. El conector/tubería flexible está en contacto con la tierra/grava y está totalmente contenido dentro de las paredes del sumidero parcialmente contenido. Todos los procedimientos de prueba descritos anteriormente se aplican a este escenario. Si se recogen mediciones a distancia, a veces la pared del sumidero puede provocar un “apantallamiento” que puede impedir la obtención de mediciones a distancia de paso. Como resultado, puede ser necesario recoger solamente mediciones locales de apagado instantáneo/desplazamiento de 100 mV. En cualquier caso, los datos aplicables deben obtenerse individualmente por cada conector flexible. Si se recogen mediciones de “apagado instantáneo”, la celda de referencia debe colocarse en el suelo dentro de la pared del sumidero inmediatamente adyacente a cada conector flexible (no al ánodo) mientras se obtienen los datos de apagado

---

<sup>27</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)2(iii)

instantáneo/desplazamiento de 100 mV utilizando los procedimientos descritos anteriormente.

- b. El conector/tubería flexible está en contacto con el suelo dentro de las paredes del sumidero parcialmente contenido **y** se extiende hacia el suelo fuera de la pared del sumidero (atravesando, rodeando o debajo de la pared del sumidero). Para este caso, el procedimiento de prueba varía en función de si el conector/tubería flexible está aislado o en cortocircuito (descrito en secciones anteriores) y de si las mediciones remotas, en su caso, pasan (-850 mV o más negativo) o fallan (más positivo que -850 mV).
  - i. Si el conector/tubería flexible está aislado, obtenga las mediciones locales “encendidas” y remotas mientras hace contacto con **cada** conector/tubería flexible dentro de las paredes del sumidero. Si las mediciones locales (celda de referencia dentro del sumidero y lejos de los ánodos) y remotas (celda de referencia en tierra remota verdadera) pasan para una sección de conector/tubería flexible dada, no se requiere ninguna prueba adicional para ese conector/tubería flexible en particular.
  - ii. Si las mediciones remotas fallan (lo que probablemente se deba al “apantallamiento”) o el conector/tubería flexible está en cortocircuito (consulte la sección anterior), será necesario realizar pruebas adicionales. Específicamente, se requerirán mediciones de apagado instantáneo/desplazamiento de 100 mV para cada conector flexible/sección de tubería **dentro y fuera** de la pared del sumidero. Para probar la sección de tubería fuera del sumidero, haga contacto con la tubería dentro de la pared del sumidero y coloque la celda de referencia fuera de la pared del sumidero en el suelo por encima de la tubería (si es necesario, se puede perforar un agujero en la superficie del suelo para obtener acceso al suelo).<sup>28</sup>

En cualquiera de los dos casos, hay que tener en cuenta la ubicación de los ánodos. Esto afectará a la ubicación del electrodo/celda de referencia durante las pruebas, así como a la determinación de si la ubicación del ánodo es adecuada para proteger las tuberías. Asimismo, debe tenerse en cuenta el material de fabricación de las paredes del sumidero al colocar la celda de referencia, ya que el material de fabricación de las paredes del sumidero (por ejemplo, acero galvanizado, etc.) puede influir en las mediciones de potencial. Para reducir esta influencia, la celda de referencia debe colocarse lo más alejada posible del muro de contención metálico (si es posible) y del ánodo.

## 8. Secciones cortas de la tubería de la BTS:

Las secciones de tubería entre los cabezales de la BTS y los conectores flexibles que están en contacto con el suelo corren el riesgo de fallar por la corrosión. Este corto “trozo” de tubería entre el cabezal de la BTS y los conectores flexibles suelen pasarse por alto. Aunque el cabezal de la BTS no requiere protección contra la corrosión, el tramo de tubería mencionado sí requiere protección catódica si está en contacto con el suelo.<sup>29</sup> Para lograr la protección, se puede eliminar la tierra o el agua en contacto con el trozo de tubería o se puede añadir un ánodo para proteger el trozo. Si el conector flexible está protegido con un ánodo, es posible que el tramo de tubería ya esté protegido si está eléctricamente continuo con el conector flexible. En cualquier caso, si se utiliza un ánodo para proteger las tuberías de referencia, estas deben probarse para confirmar que están protegidas catódicamente.<sup>28</sup>

---

<sup>28</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(c)2

<sup>29</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(4)(b)2

## 9. Tanques con revestimiento interior

A partir del 22 de diciembre de 2012, todos los tanques con revestimiento interior deberán tener un sistema de protección catódica añadido o estar permanentemente cerrados, de conformidad con la Regla .02(4)(a)3.(V). El material de revestimiento debe ser compatible con el producto almacenado, de conformidad con la Regla .02(4)(a)3.(i)(II). Los registros de la instalación del revestimiento deben conservarse durante toda la vida operativa del sistema, de conformidad con la Regla .02(4)(a)3.(i)(VI) y transferirse a cualquier nuevo propietario, de conformidad con la Regla .03(2)(d).

### a. Para tanques revestidos internamente con un sistema de PC (los tanques con un sistema de PC que funcione correctamente no requieren inspecciones periódicas del revestimiento interno)

1. El propietario y/u operador del tanque deberán disponer de los registros de las pruebas de PC de conformidad con las Reglas .02(4)(c)2.(iii), .02(4)(c)5.(i) y .03(2)(b)5. que indiquen el estado de protección contra la corrosión. Si el propietario y/u operador del tanque no dispone de los registros de la PC, deberá realizar una prueba de PC de conformidad con la Regla .02(4)(c)2.
2. Un sistema de PC de corriente impresa debe permanecer operativo durante el resto de la vida operativa del tanque, de conformidad con la Regla .02(4)(c)1. y los registros deben conservarse de conformidad con las Reglas .02(4)(c)5. y .03(2).

Para las pruebas y conservación de los registros de los sistemas de protección catódica, consulte las Secciones 4 de "Pruebas" y 5 de "Conservación de registros" en la Sección de "Sistemas galvánicos" y "Sistemas de corriente impresa" de este documento.

### b. Revestimiento interno de tanques como reparación de tanques

Si un tanque cumple alguno de los estándares de fabricación de la Regla .02(4)(a)1. a 5., podrá repararse con revestimiento. La División considerará que el revestimiento o nuevo revestimiento se ha realizado "de una manera que no sea menos protectora", tal como permite la Regla .02(4)(a)6., siempre que el tanque se haya revestido siguiendo los requisitos de las Reglas .02(4)(a)3. y .02(7)(a) y que el registro del revestimiento se conserve durante la vida operativa del sistema de UST, de conformidad con la Regla .02(7)(h) y que los registros del revestimiento se transfieran a cualquier nuevo propietario del tanque, de conformidad con la Regla .03(2)(d).

**Excepción:** Si el tanque está fabricado con fibra de vidrio, la Regla .02(7)(b) tiene el requisito adicional que exige:

"Las reparaciones de los tanques de plástico reforzado con fibra de vidrio serán realizadas por los representantes autorizados del fabricante o de conformidad con las especificaciones del mismo".

Por consiguiente, si el fabricante de un tanque reforzado con fibra de vidrio no permite que sus tanques se reparen mediante revestimiento, la Regla .02(7)(b) impediría el revestimiento como reparación.

Los propietarios y/u operadores de tanques que utilicen el revestimiento de tanques como reparación deberán cumplir las siguientes condiciones:

1. Antes de añadir el revestimiento interno, primero debe evaluarse la integridad del tanque y determinar que es estructuralmente sólido de acuerdo con el Estándar 63130 de la NLPA y determinar que es adecuado para el revestimiento interno de conformidad con la Regla .02(4)(a)3.(i)(III).

2. La Regla .02(4)(a)3.(i)(IV) exige que los revestimientos se instalen de conformidad con las indicaciones del fabricante. Los siguientes estándares están permitidos por la Regla Federal CFR 40 Parte 280.33(a) y (b) y pueden utilizarse para cumplir con la Regla .02(4)(a)3.(i)(IV) y .02(4)(a)6:
  - Estándar 631 de la Asociación Nacional de Prevención de Fugas, Capítulo A: entrada, limpieza, inspección interior, reparación y revestimiento de tanques de almacenamiento subterráneo
  - Estándar 631 de la Asociación Nacional de Prevención de Fugas, Capítulo D: revestimiento de tanque de fibra de vidrio para compatibilidad y reparaciones permitidas

Los estándares de la NLPA están disponibles en <http://www.nlpa-online.org/standards.html> e incluyen requisitos como los que se enumeran a continuación:

- i. Los revestimientos internos de los tanques deben instalarse de conformidad con el Estándar 631 de la NLPA que exige una evaluación del revestimiento del tanque después de la limpieza del mismo y el pulido abrasivo de su interior. El 631 de la NLPA contiene especificaciones para la prueba y reparación de perforaciones en las paredes de los tanques. Deben seguirse los procedimientos del 631 de la NLPA acerca de la evaluación de la carcasa del tanque y, si se determina que el tanque no aprueba la evaluación, el tanque no es apto para el revestimiento.
  - ii. La evaluación del tanque debe realizarla una empresa que esté capacitada y calificada para realizar este trabajo y el revestimiento del tanque debe instalarse de conformidad con el 631 de la NLPA y las indicaciones del fabricante del revestimiento por una empresa capacitada y calificada para realizar el revestimiento de tanques.
3. La Regla .02(7)(a) exige que se realicen reparaciones en los sistemas de UST para evitar fugas debido a las fallas estructurales o por corrosión si el sistema de UST se utiliza para almacenar petróleo. De conformidad con la Regla .02(4)(a)3.(i)(I), debe instalarse cualquier revestimiento de tanque para prevenir eficazmente una fuga debido a la corrosión durante la vida operativa del sistema.
  4. La División solicita que se le notifique con suficiente antelación la entrada en el tanque, la limpieza, la evaluación, la reparación y la instalación del revestimiento para disponer de personal en el lugar durante cada fase del proceso. La documentación completa del proceso de reparación se considera un registro de reparación del tanque y debe conservarse durante toda la vida operativa del sistema, de conformidad con la Regla .02(7)(h) y transferirse a cualquier nuevo propietario, de conformidad con la Regla .03(2)(d).

### **c. Revestimiento de tanques para garantizar su compatibilidad con combustibles alternativos**

Si un tanque cumple cualquiera de los estándares de fabricación de la Regla .02(4)(a)1. a 5., podrá revestirse o renovar su revestimiento para cumplir los requisitos de compatibilidad de la Regla .02(5). La División considerará que el revestimiento o nuevo revestimiento se ha realizado “de una manera que no sea menos protectora”, tal como permite la Regla .02(4)(a)6., siempre que el tanque se haya revestido siguiendo los requisitos de las Reglas .02(4)(a)3. y .02(7)(a) y que el registro del revestimiento se conserve durante la vida operativa del sistema de UST, de conformidad con la Regla .02(7)(h) y que los registros del revestimiento se transfieran a cualquier nuevo propietario del tanque, de conformidad con la Regla .03(2)(d). Si no se conservan los registros, el tanque se consideraría incompatible con los combustibles alternativos.

---

<sup>30</sup> Requerido por la Regla .0400-18-01-.02(7)(a)

## REFERENCIAS

1. Directrices para la evaluación de los sistemas de protección catódica de tanques de almacenamiento subterráneo. Departamento de Calidad Medioambiental de Mississippi, revisado el 1 de febrero de 2019
2. Estándar NACE TM0101-2012: "Técnicas de medición relacionadas con los criterios de protección catódica de sistemas de tanques de almacenamiento subterráneo" NACE Internacional
3. Práctica Estándar NACE SP0285: "Control de corrosión externa de los sistemas de tanques de almacenamiento subterráneo Sistemas por protección catódica" NACE Internacional
4. Práctica Estándar NACE SP0169: "Control de corrosión externa en los sistemas de tuberías metálicas subterráneas o sumergidas" NACE Internacional
5. Práctica recomendada R892 del Instituto de tanques de acero (STI): "Práctica recomendada para la protección contra la corrosión de sistemas de tuberías subterráneas asociadas a los sistemas de almacenamiento y distribución de líquidos" Instituto de tanques de acero
6. Práctica recomendada R972 del Instituto de tanques de acero (STI): "Prácticas recomendadas para la adición de ánodos suplementarios a sti-P3® de UST" Instituto de tanques de acero
7. Práctica recomendada R051 del Instituto de tanques de acero (STI): "Procedimientos de prueba de protección catódica para sti-P3® de UST" Instituto de tanques de acero
8. Interpretación técnica y guía relacionada con la combinación de protección catódica y revestimiento interno, 4 de diciembre de 1995 Agencia de Protección Ambiental

## APÉNDICES

1. Procedimiento de prueba estructura a suelo para los sistemas de PC galvánica
2. Procedimiento de prueba de continuidad para sistemas de PC
3. Procedimiento de prueba estructura a suelo para los sistemas de PC de corriente impresa
4. Procedimiento de prueba para conectores flexibles
5. Definiciones de uso común
6. Encuesta de prueba de PC de corriente impresa
7. Encuesta de prueba de PC galvánica
8. Formulario de registro de 60 días de funcionamiento del rectificador del sistema de PC de corriente impresa



## **APÉNDICE 1: PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ESTRUCTURA A SUELO PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA GALVÁNICA**

Para los tanques con sistemas de protección catódica galvánica en los que no pueden desconectarse los ánodos, se debe realizar un mínimo de tres mediciones de potencial (una medición de potencial local en el centro del tanque y lejos de los ánodos y dos mediciones de potencial de tierra remota).<sup>1,2</sup> Estas dos lecturas de tierra remota pueden utilizarse para determinar las mediciones de tierra remota “verdaderas”. Pueden realizarse mediciones locales adicionales en los extremos de los UST.

Es vital que se utilicen el equipo y las técnicas correctas al realizar las pruebas de protección catódica en los sistemas de UST.

### **Uso adecuado del electrodo/celda de referencia de cobre/sulfato de cobre<sup>3</sup>**

- El electrodo/celda de referencia no debe colocarse sobre concreto u otros materiales de pavimentación para recolectar las mediciones de potencial. Taladre agujeros en el concreto para obtener acceso al suelo sobre el tanque y las tuberías si es necesario.
- Asegúrese de que el electrodo/celda de referencia está colocado en posición vertical (punta hacia abajo).
- Asegúrese de que el suelo donde se coloca el electrodo/celda de referencia esté húmedo; añada agua del grifo si es necesario.
- Asegúrese de que el suelo donde se coloca el electrodo/celda de referencia no esté contaminado con hidrocarburos.
- Asegúrese de que la ventana de la celda/electrodo de referencia (si procede) no esté expuesta a la luz solar directa.

### **Técnicas de medición de protección catódica correctas<sup>3</sup>**

- Asegúrese de establecer un buen contacto metal a metal entre la pinza/sonda del cable de prueba y la estructura.
- Asegúrese de que no hay corrosión en el lugar donde el cable de prueba entra en contacto con la estructura.
- Asegúrese de que su cuerpo no entre en contacto con las conexiones eléctricas.
- Asegúrese de que los cables de prueba no estén sumergidos en agua estancada.
- Asegúrese de que el aislamiento del cable de prueba está en buenas condiciones.
- Asegúrese de que cualquier tubería de caída que se instale en el tanque no impida el contacto con el fondo del tanque.
- Si se utiliza una sonda metálica para hacer contacto con el fondo del tanque, asegúrese de que la sonda no entre en contacto con el elevador de llenado ni con ningún otro componente metálico del sistema de UST.

### **Procedimiento de prueba obligatorio:**

#### **Tanques<sup>3</sup> STI-P<sup>®</sup>**

1. Coloque el voltímetro en la escala de 2 voltios de CC.
2. Conecte el cable negativo del voltímetro al electrodo/celda de referencia.
3. Coloque el electrodo/celda de referencia en suelo limpio a tierra\* remota verdadera de la estructura protegida.
4. Haga contacto con el fondo del tanque, la carcasa externa o la estructura que se está probando con el cable positivo del voltímetro. Para ello, conecte el cable del voltímetro a una punta de prueba de cobre o latón (no utilice metal galvanizado) montada en la parte inferior de una varilla de medición de madera y baje la varilla hasta que haga contacto con la estructura.

5. Obtenga el voltaje y regístrelo en la columna de voltaje remoto en el formulario de Encuesta de protección catódica galvánica CN-1140.
6. Mueva el electrodo/celda de referencia a un punto cerca del centro del tanque a lo largo de la línea media directamente sobre la estructura que se está probando para obtener la(s) lectura(s) de potencial local. Si desea, puede realizar más de una lectura de potencial local.
7. Obtenga el voltaje y regístrelo en la columna de voltaje local del formulario CN-1140.

**Nota:** Si un tanque sti-P3® cuenta con una estación de prueba PP4®, no utilice la estación de prueba para realizar mediciones de potencial locales o remotas.<sup>3</sup>

Si se utiliza un cable de prueba o una estación de prueba PP2® para establecer contacto con la estructura probada, debe asegurarse de que hay continuidad entre el cable de prueba y la estructura. Esto puede lograrse realizando una prueba de continuidad punto a punto.<sup>3</sup>

### **Tuberías de acero u otros metales con protección catódica y ánodos galvánicos<sup>3</sup>**

Las tuberías de acero u otras tuberías metálicas se prueban siguiendo los Pasos 1 a 7 anteriores y haciendo el contacto desde el cable conductor positivo del voltímetro hasta un punto de la tubería. Las tuberías requieren mediciones de potencial en cada extremo de la tubería. Si hay más de 100 pies de tubería entre dos ánodos cualesquiera, el electrodo/celda de referencia debe colocarse también en el punto medio entre los dos ánodos que estén separados por más de 100 pies. Si no se sabe dónde están situados los ánodos de las tuberías, no puede haber más de 100 pies de tuberías entre dos puntos de prueba cualesquiera.

\* La **tierra remota verdadera** se determina colocando el electrodo/celda de referencia al menos a 25 pies de distancia de cualquier estructura que se vaya a probar, tomando una medición de potencial y luego moviendo el electrodo/celda de referencia al menos 10 pies más lejos de la primera ubicación de la prueba del electrodo/celda de referencia remota. Si las dos mediciones están dentro de un margen de 10 mV entre sí, entonces se ha establecido la tierra remota verdadera. Si la diferencia entre las dos mediciones es superior a 10 mV, aléjese otros 10 pies de la estructura y realice otra medición. Una vez que dos (2) ubicaciones consecutivas estén dentro de 10 mV una de la otra, cualquiera de esas ubicaciones será la tierra remota verdadera.

### **Interpretación de datos por los evaluadores de protección catódica<sup>1,2,3</sup>**

**Aprueba:** si las mediciones de potencial local y remoto son  $-850$  mV o más negativas, se cumple el criterio de  $-850$  mV y se ha demostrado una protección catódica correcta.

**Reprueba:** si las mediciones de potencial local y remota son más positivas que  $-850$  mV, no se cumple el criterio de encendido de  $-850$  mV y no se ha demostrado una protección catódica correcta.

**No concluyente:** si la medición de potencial local o remota es más positiva que  $-850$  mV para todas las estructuras probadas, el resultado de la prueba es no concluyente y es necesario realizar más pruebas y/o reparaciones.

**Incompleto:** si una o más de las estructuras probadas superan los criterios anteriores y otras no lo superan, el evaluador puede emitir un resultado incompleto en el formulario CN-1140. Las estructuras que no superen los criterios anteriores no se considerarán protegidas contra la corrosión y será necesario realizar más pruebas y/o reparaciones.

NOTA: Cualquier **experto en corrosión** certificado por la NACE puede evaluar los resultados de la encuesta o realizarla y declarar un aprueba o reprueba basándose en su interpretación de los datos y en su juicio profesional.

### **Prueba de continuidad**

Si los resultados de la prueba son **Reprueba** o **No concluyente**, el evaluador puede realizar una prueba de continuidad para determinar si la estructura protegida está en cortocircuito. Esto puede ayudar a determinar por qué no se alcanzó el mínimo de -850 mV. Consulte el Apéndice 2 de Procedimiento de prueba de continuidad.

### Referencias

- a. Estándar NACE TM0101-2012, NACE Internacional
- b. Procedimientos de pruebas de protección catódica para STI-P3® para UST, R051, Instituto de tanques de acero, abril de 2017
- c. Directrices para la evaluación de los sistemas de protección catódica de tanques de almacenamiento subterráneo. Mississippi DEQ, revisado el 1 de febrero de 2019

## **APÉNDICE 2: PROCEDIMIENTO DE PRUEBA DE CONTINUIDAD PARA SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA**

(CORRIENTE IMPRESA Y GALVÁNICA)

Adaptado del Departamento de Calidad Medioambiental de Mississippi, revisado el 1 de febrero de 2019

### **Celda fija: procedimiento de prueba de continuidad de suelo en movimiento (no debe utilizarse para los sistemas de corriente impresa):**

1. Coloque el electrodo/celda de referencia en el suelo en la tierra remota verdadera (consulte el Apéndice 1). Debe asegurarse de que la colocación del electrodo de referencia remoto no está cerca de ningún otro sistema de protección catódica (por ejemplo, tuberías de gas natural) o directamente sobre cualquier estructura metálica enterrada para minimizar las posibilidades de interferencias no deseada.
2. Coloque el electrodo/celda de referencia firmemente en el suelo húmedo y asegúrese de que no está en contacto con ningún tipo de vegetación.
3. Conecte el electrodo/celda de referencia al terminal negativo del voltímetro utilizando una bobina larga de cable adecuado.
4. Conecte el cable positivo al voltímetro. Este cable debe tener una punta de prueba afilada (punzón o similar) para garantizar un buen contacto con las estructuras metálicas sometidas a prueba.
5. Coloque el voltímetro en la escala de 2 voltios CC.
6. Ponga en contacto cada estructura metálica enterrada con el cable de prueba positivo sin mover el electrodo/celda de referencia. Las estructuras típicas que se probarían durante una encuesta de continuidad incluyen: todos los tanques, elevadores de tanques, cabezales de bombas de turbina sumergibles, tuberías, conectores flexibles/uniones giratorias, conductos de ventilación, conductos eléctricos, surtidores, servicios públicos, etc.
7. Obtenga el voltaje de cada componente y regístrelo en el formulario de la encuesta de protección catódica de Tennessee.
8. Obtenga rápidamente los voltajes de cada componente porque las mediciones de potencial observadas pueden cambiar en un período de tiempo relativamente corto debido a las condiciones del suelo donde se coloca el electrodo/celda de referencia.

### **Celda fija: interpretación de datos del suelo en movimiento (no debe utilizarse para los sistemas de corriente impresa)**

- Si dos o más estructuras presentan mediciones de potencial que varían en 5 mV o menos, se considera que las estructuras son eléctricamente continuas.
- Si dos o más estructuras presentan mediciones de potencial que varían en 10 mV o más, se considera que las estructuras están eléctricamente aisladas.
- Si dos o más estructuras presentan mediciones de potencial que varían en más de 5 mV pero menos de 10 mV, el resultado es no concluyente y es necesario realizar más pruebas (punto a punto).

### **Procedimiento de prueba de continuidad punto a punto\* (obligatorio para sistemas de corriente impresa; no obstante, puede utilizarse con sistemas galvánicos)**

1. Si se prueba un sistema de corriente impresa, apague el rectificador y desconecte el cable negativo del rectificador para obtener mediciones de continuidad precisas.
2. Conecte los cables de prueba al voltímetro. Ambos cables de prueba deben tener una punta de prueba puntiaguda o una pinza de prueba adecuada para hacer un buen contacto con las estructuras probadas.
3. Coloque el voltímetro en la escala de milivoltios CC.
4. Conecte un cable de prueba del voltímetro a la estructura que se está probando; conecte el otro cable de prueba del voltímetro a la otra estructura que se está probando (sistemas galvánicos) o al cable rectificador negativo desconectado (sistemas de corriente impresa). Las estructuras típicas que se probarían durante una encuesta de continuidad incluyen: todos los tanques, elevadores de tanques, cabezales de bombas de turbina sumergibles, tuberías, conectores flexibles/uniones giratorias, conductos de ventilación, conductos eléctricos, surtidores, servicios públicos, etc.
5. Registre los voltajes observados (diferencia de milivoltios) en cada una de las dos estructuras que se están comparando y registre las mediciones en el formulario de la encuesta de protección catódica de Tennessee. Vuelva a conectar el cable negativo al rectificador (sistemas de corriente impresa) una vez finalizada la prueba.

Las pruebas con este método no requieren un electrodo/celda de referencia. Las dos estructuras de interés se conectan simplemente en paralelo con el voltímetro y se determina si hay o no diferencia de potencial entre ellas.

**\* Para los sistemas de corriente impresa, realice la prueba de continuidad punto a punto DESPUÉS de recolectar las medidas de apagado instantáneo y/o de desplazamiento de 100 mV para asegurarse de que el sistema no se despolariza antes de recolectar los datos de apagado instantáneo y/o de desplazamiento de 100 mV.**

#### **Interpretación de datos punto a punto**

- Si la diferencia de voltaje observado entre las dos estructuras es de 5 mV o menos, se considera que las dos estructuras son eléctricamente continuas entre sí.
- Si la diferencia de voltaje observado entre las dos estructuras es de 10 mV o mayor, se considera que las dos estructuras están eléctricamente aisladas entre sí.
- Si la diferencia de voltaje observado entre las dos estructuras es mayor a 5 mV, pero menor a 10 mV, el resultado de la prueba es no concluyente y es necesario realizar más pruebas.

## **APÉNDICE 3: PROCEDIMIENTO DE PRUEBA DE ESTRUCTURA A SUELO PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA DE CORRIENTE IMPRESA**

Adaptado del Departamento de Calidad Medioambiental de Mississippi, revisado el 1 de febrero de 2019

Para los tanques con sistemas de PC de corriente impresa, recolecte un mínimo de tres mediciones de potencial local, una en cada uno de los extremos del UST y una cerca del centro de cada UST.<sup>1</sup> Para las tuberías metálicas, recolecte una medición de potencial en cada surtidor, en los puntos medios de las tuberías de acero de más de 100 pies de longitud y en las tuberías metálicas de sumideros de la BTS. Registre toda la información necesaria en el formulario de Encuesta de protección catódica por corriente impresa (CN-1309).

Es vital que se utilicen el equipo y las técnicas correctas al realizar las pruebas de protección catódica en los sistemas de UST.

### **Uso adecuado del electrodo/celda de referencia de cobre/sulfato de cobre<sup>2</sup>**

- El electrodo/celda de referencia no debe colocarse sobre concreto u otros materiales de pavimentación para recolectar las mediciones de potencial. Taladre agujeros en el concreto para obtener acceso al suelo sobre el tanque o las tuberías si es necesario.
- Asegúrese de que el electrodo/celda de referencia está colocado en posición vertical (punta hacia abajo).
- Asegúrese de que el suelo donde se coloca el electrodo/celda de referencia esté húmedo; añada agua del grifo si es necesario.
- Asegúrese de que el suelo donde se coloca el electrodo/celda de referencia no esté contaminado con hidrocarburos.
- Asegúrese de que la ventana de la celda/electrodo de referencia (si procede) no esté expuesta a la luz solar directa.

### **Técnicas de medición de protección catódica correctas<sup>2</sup>**

- Asegúrese de establecer un buen contacto metal a metal entra la pinza/sonda del cable de prueba y la estructura.
- Asegúrese de que no hay corrosión en el lugar donde el cable de prueba entra en contacto con la estructura.
- Asegúrese de que su cuerpo no entre en contacto con las conexiones eléctricas.
- Asegúrese de que los cables de prueba no estén sumergidos en agua estancada.
- Asegúrese de que el aislamiento del cable de prueba está en buenas condiciones.
- Asegúrese de que cualquier tubería de caída que se instale en el tanque no impida el contacto con el fondo del tanque.
- Si se utiliza una sonda metálica para hacer contacto con el fondo del tanque, asegúrese de que la sonda no entre en contacto con el elevador de llenado ni con ningún otro componente metálico del sistema de UST.

### **Procedimiento de prueba obligatorio:**

1. Inspeccione el rectificador para comprobar que funciona correctamente y registre la información en el formulario CN-1309 de la División.
2. Mida la salida del rectificador (voltaje/amperaje) con un multímetro (no confíe en las lecturas del medidor del rectificador). Mida los circuitos de ánodo individuales si hay una caja de conexiones.
3. Coloque el voltímetro en la escala de 2 voltios CC.
4. Conecte el cable positivo del voltímetro a la estructura que se va a probar y el cable negativo del voltímetro al electrodo/celda de referencia. Si la estructura que se está probando está revestida

- internamente, entonces el cable positivo del voltímetro hará contacto con el exterior de la estructura o con cualquier componente del sistema del tanque que sea continuo con esa estructura.
5. Coloque el electrodo/celda de referencia en suelo limpio sobre la estructura que se está probando. Recolecte al menos tres (3) mediciones de potencial para cada tanque. Las ubicaciones preferidas para las posibles mediciones son en el punto medio aproximado y en cada extremo del tanque a lo largo de la línea central (suponiendo que pueda verificarse la longitud del tanque). Las tuberías requieren la recolección de mediciones de potencial en cada extremo de la tubería y en los puntos medios de las tuberías de más de 100 pies de longitud.
  6. En cada ubicación (Paso 5 anterior), recolecte las mediciones del potencial de voltaje con la corriente de protección aplicada y regístrela en la columna "Voltaje de conexión" del formulario CN-1309.
  7. Asimismo, en cada ubicación (Paso 5 anterior), sin mover el electrodo/celda de referencia, recolecte mediciones de potencial de voltaje con la corriente de protección temporalmente interrumpida (apagado instantáneo\*) y regístrelas en la columna "Apagado instantáneo de voltaje" en el formulario CN-1309. *Si cualquier lectura de potencial de apagado instantáneo es más positivo que -850 mV, el tanque y/o las tuberías pueden o no estar protegidos correctamente; por lo tanto, debe realizarse un desplazamiento de 100 mV (consulte más adelante).*
  8. Una vez finalizado este procedimiento de prueba, desconecte el cable negativo del rectificador y realice una prueba de continuidad punto a punto (consulte el **Apéndice 2**).

### **Despolarización de 100 mV (desplazamiento)**

Realícelo cuando la medición del potencial de apagado instantáneo sea más positivo que -850 mV en cualquier punto de prueba (consulte el Paso 7 anterior).

100 mV de despolarización se determinan midiendo la diferencia de polarización entre el potencial de apagado instantáneo (consulte el Paso 7 anterior) y el potencial despolarizado. Si este cambio es de 100 mV o mayor, se cumple el criterio de cambio de 100 mV. La despolarización suele tardar minutos, pero puede tardar 24 horas o más. En cualquier caso, no interrumpa la corriente del sistema de protección catódica durante más de 72 horas.

Calcule el cambio de voltaje restando el voltaje final (o de término) del voltaje de apagado instantáneo y registre estos valores en las columnas correspondientes del formulario CN-1309.

### **Interpretación de datos por los evaluadores de protección catódica**

**Aprueba:** debe cumplirse uno de los dos criterios siguientes para que la estructura quede protegida:

1. Si todos los potenciales de apagado instantáneo son -850 mV o más negativos, se cumple el criterio de desconexión de -850 mV y se demuestra una protección catódica correcta. No es necesario realizar más pruebas. *Si los potenciales de apagado instantáneo son más positivos que -850 mV, es posible que el tanque y/o las tuberías estén o no protegidos correctamente; por lo tanto, debe realizarse una prueba de despolarización de 100 mV.*
2. Si la estructura presenta un desplazamiento mayor que 100 mV, se cumple el criterio de desplazamiento de 100 mV y se demuestra una protección catódica correcta

*En los sistemas de corriente impresa, el potencial de apagado instantáneo nunca debe ser más negativo que -1,6 voltios (-1600 milivoltios), ya que las mediciones de potenciales tan elevados pueden provocar la separación de los revestimientos y el debilitamiento del metal.*

**Reprueba:** si no se cumplen los criterios de apagado instantáneo de  $-850$  ni de desplazamiento de  $100$  mV, no se demuestra una protección catódica correcta y serán necesarias realizar reparaciones/modificaciones para lograr la protección catódica.

**No concluyente:** todos los lugares de prueba cumplen los criterios de apagado instantáneo o desplazamiento de  $100$  mV; sin embargo, se descubren otros factores inusuales que pueden justificar la revisión por parte de un experto en corrosión antes de que pueda determinarse un resultado de aprueba o reprueba (como que las mediciones de potencial de apagado instantáneo sean más negativos que  $-1600$  mV, que las estructuras no parezcan continuas, etc.)

NOTA: Un experto en corrosión certificado por la NACE puede evaluar los resultados de la encuesta de protección catódica y determinar que la protección catódica es correcta basándose en su interpretación.

\*La medición del potencial de apagado instantáneo es el **segundo** valor observado en un voltímetro digital inmediatamente después de la interrupción de la corriente. El primer número que aparece inmediatamente después de la interrupción de la energía debe ignorarse. Después de que aparezca el segundo número, normalmente se producirá un decaimiento (despolarización) rápido de la estructura. Alternativamente, la medición del potencial de apagado instantáneo puede capturarse utilizando la función mín./máx. del voltímetro si el medidor está equipado para ello.

Para obtener mediciones del potencial de apagado instantáneo, puede ser necesario un interruptor de corriente o una segunda persona que interrumpa brevemente la potencia. Si se utiliza la opción de una segunda persona, pídale que apague el rectificador durante aproximadamente 2 segundos y que vuelva a encenderlo durante aproximadamente 15 segundos. Si es necesario, repita este procedimiento hasta obtener una lectura instantánea precisa.

#### Referencias

- a. Estándar NACE TM0101-2012, NACE Internacional
- b. Directrices para la evaluación de los sistemas de protección catódica de tanques de almacenamiento subterráneo. Mississippi DEQ, revisado el 1 de febrero de 2019



## APÉNDICE 4: PROCEDIMIENTO DE PRUEBA PARA CONECTORES FLEXIBLES (INCLUIDOS LOS TRAMOS CORTOS DE TUBERÍAS METÁLICAS)

(adaptado del Procedimiento del Instituto de Tanques de Acero)

**Si los conectores flexibles están protegidos por un sistema de corriente impresa, entonces pruebe los componentes de las tuberías correspondientes de conformidad con los Apéndices 2 y 3; de lo contrario, siga los procedimientos de prueba indicados a continuación para probar los conectores flexibles protegidos con ánodos galvánicos.**

Los siguientes procedimientos describirán cómo obtener mediciones de potencial para un conector flexible en relación con un electrodo/celda de referencia de cobre/sulfato de cobre. El conector flexible se considera protegido si las mediciones de potencial cumplen uno o varios de los criterios descritos a continuación. Los resultados de estas pruebas deben registrarse en el formulario de la encuesta de protección catódica aplicable de la División (CN-1140 o CN-1309).

El procedimiento para probar un conector flexible dependerá de dónde y cómo se instale. Los conectores flexibles pueden enterrarse directamente en el suelo, estar en contacto con el agua, extenderse fuera de las paredes del sumidero, etc. Independientemente de la configuración del conector flexible, siga el procedimiento A o B que se indica a continuación (según corresponda):

Antes de probar los conectores flexibles, determine si **cada** conector flexible está eléctricamente aislado o es continuo (cortocircuito) con otras piezas de metal (tuberías del surtidor, tramo de tubería de la BTS, etc.) utilizando el método de punto a punto o de celda fija/tierra en movimiento (colocación de celda de referencia remota). En la sección "Protección contra la corrosión para conectores flexibles (Flex) y tramos cortos de tuberías metálicas" de este capítulo técnico y en el Apéndice 2 se ofrece una descripción más detallada sobre cómo determinar la continuidad o el aislamiento eléctrico. Registre los resultados de la prueba de continuidad en la página correspondiente de la encuesta de continuidad del formulario CN-1140 o CN-1309 (según corresponda).

Después de determinar si cada conector flexible es eléctricamente continuo o aislado, pruebe **cada** conector flexible utilizando el siguiente método (según corresponda):

1. Obtenga las medidas del potencial local y remoto, (**PROCEDIMIENTO A**)\* o
2. Obtenga las medidas de potencial de apagado instantáneo y/o medidas de desplazamiento de 100 mV. (**PROCEDIMIENTO B**)\*

\*Si los conectores flexibles están protegidos con ánodos galvánicos y otras estructuras de la instalación están protegidas por un sistema de corriente impresa, el sistema de corriente impresa debe apagarse antes de probar los conectores flexibles.

### **PROCEDIMIENTO A:** Criterio -850 mV "corriente encendida"

Este procedimiento se aplica para probar los conectores flexibles aislados en contacto con el suelo.

Se requiere un total de 3 mediciones de prueba (una local y dos en tierra remota) para cada conector flexible cuando se utiliza el criterio de corriente activada de -850 mV.

1. Coloque el voltímetro en la escala de 2 voltios de CC.
2. Haga contacto con el conector flexible\*\* con el cable positivo del voltímetro.

3. Conecte el cable negativo del voltímetro al electrodo/celda de referencia.
4. Coloque el electrodo/celda de referencia en el suelo inmediatamente adyacente al conector flexible y alejado de cualquier ánodo.
5. Registre el voltaje observado en el voltímetro como potencial "local".
6. Coloque el electrodo/celda de referencia en el suelo a una distancia aproximada de 25 pies del conector flexible y de cualquier otra estructura con protección catódica de la instalación y anote el voltaje en el voltímetro.
7. Aleje el electrodo de referencia a 10 pies, colóquelo en el suelo y observe el voltaje.
8. Si el voltaje observado en el Paso 6 está dentro de los 10 mV del voltaje observado en el Paso 7, entonces se puede suponer que la ubicación del electrodo/celda de referencia en el Paso 7 está en "tierra remota verdadera".
9. Si los voltajes observados en los Pasos 6 y 7 no están dentro de un margen de 10 mV entre sí, continúe moviendo el electrodo/celda de referencia hasta que los voltajes obtenidos en dos lugares diferentes estén dentro de un margen de 10 mV entre sí.

**\*\*Pruebe cada conector flexible individualmente.**

Verificación de APRUEBA/REPRUEBA

Aprueba = las tres mediciones de potencial (una local y dos remotas) deben ser  $-850$  mV o más negativo.

Reprueba = una o más mediciones de potencial son menores que  $-850$  mV.

**PROCEDIMIENTO B. Criterio de apagado instantáneo de  $-850$  mV o desplazamiento de 100 mV**

Este procedimiento es aplicable para los conectores flexibles en contacto con el suelo, sumergidos total o parcialmente en agua en un sumidero de contención o en situaciones como las descritas en el Procedimiento A en las que no pueden obtenerse mediciones del potencial remoto de aprueba.

1. Coloque el voltímetro en la escala de 2 voltios de CC.
2. Haga contacto con cada conector flexible\*\* con el cable positivo del voltímetro.
3. Conecte el cable negativo del voltímetro al electrodo/celda de referencia.
4. Coloque el electrodo/celda de referencia en el suelo o en el agua (sumerja solamente la punta de cerámica) inmediatamente adyacente al conector flexible.
5. Registre el voltaje observado en el voltímetro como potencial de encendido.
6. Sin mover el electrodo/celda de referencia, desconecte el cable o cables conductores del ánodo y registre la medición del potencial de apagado instantáneo (**Nota: Todos los demás ánodos de otros conectores flexibles en el mismo sumidero deben desconectarse cuando se obtengan mediciones de potencial de apagado instantáneo o datos de desplazamiento de 100 mV**).
7. Si la medición del potencial de apagado instantáneo no es de  $-850$  mV o más negativo, entonces el ánodo puede permanecer temporalmente desconectado y se permite que el conector flexible se despolarice en un esfuerzo por demostrar un cambio en el potencial de 100 mV o más.

\*\*Pruebe cada conector flexible individualmente.

**Determinación de APRUEBA/REPRUEBA:**

Aprueba: el potencial de apagado instantáneo es de  $-850$  mV o más negativo **O** el desplazamiento del potencial es  $100$  mV o mayor.

Reprueba: el potencial de apagado instantáneo es menor que  $-850$  mV (es decir, más positivo que  $-850$  mV) **O** el desplazamiento del potencial es menor que  $100$  mV.

Nota: Cuando se intenta demostrar que se cumple con el criterio de desplazamiento de  $100$  mV, el voltaje final se resta del voltaje de apagado instantáneo.

Por ejemplo: Si el voltaje de apagado instantáneo se registra como  $-730$  mV y el voltaje final se registra como  $-550$  mV, entonces el desplazamiento de potencial sería de  $180$  mV, lo que indica que el conector flexible está protegido catódicamente (es decir, aprueba). Si el voltaje de apagado instantáneo se registra como  $-735$  mV y el voltaje final es de  $-680$  mV, entonces el desplazamiento de potencial sería solamente de  $55$  mV, lo que indicaría que el conector flexible no está protegido catódicamente (es decir, reprueba).

## APÉNDICE 5: DEFINICIONES DE USO COMÚN

**Ánodo:** la parte de una celda de corrosión donde se produce la oxidación (corrosión). Los electrones se alejan del ánodo y transportan iones metálicos.

**Cátodo:** parte de una celda de corrosión que está protegida por el ánodo. La reducción es la principal reacción que se produce en el cátodo. Los electrones fluyen hacia el cátodo en la celda de corrosión.

**Protección catódica:** proceso que reduce la velocidad de corrosión de una superficie metálica convirtiéndola en el cátodo de una celda de corrosión.

**Conductividad:** medida de la capacidad de un material para conducir una carga eléctrica. (La conductividad es el recíproco de resistencia).

**Enlace de continuidad:** conexión metálica que proporciona continuidad eléctrica entre estructuras.

**Corrosión:** deterioro de un material, generalmente un metal, que resulta de una reacción química o electroquímica con su entorno.

**Corriente:** flujo de carga eléctrica o cantidad de carga eléctrica que pasa por un punto determinado por unidad de tiempo.

**Deslaminación:** separación de capas en un material o separación entre una o más capas de otra capa dentro de un sistema de revestimiento.

**Desprendimiento:** pérdida de adherencia entre un revestimiento y el sustrato.

**Discontinuidad:** condición en la que la trayectoria eléctrica a través de una estructura se ve interrumpida por algo que actúa como dieléctrico o aislante.

**Celda de corrosión:** sistema electroquímico formado por un ánodo y un cátodo en contacto metálico y sumergidos en un electrolito. Este proceso produce una reacción electroquímica que implica la oxidación del ánodo y la reducción del cátodo. El ánodo y el cátodo pueden ser metales diferentes o zonas distintas de la misma superficie metálica.

**Electrodo:** un material que conduce electrones, se utiliza para establecer contacto con un electrolito y a través del cual se transfiere corriente hacia o desde un electrolito.

**Potencial de electrodo:** potencial de un electrodo en un electrolito medido con respecto a un electrodo de referencia.

**Serie electromotriz:** lista de elementos ordenados según sus potenciales de electrodo estándar.

**Ánodo galvánico:** metal que proporciona protección de sacrificio a otro metal más noble cuando se acopla eléctricamente en un electrolito. Este tipo de ánodo es la fuente de electrones en un tipo de protección catódica.

**Corrosión galvánica:** corrosión acelerada de un metal debido a un contacto eléctrico con un metal más noble o un conductor no metálico en un electrolito corrosivo.

**Corrosión general:** corrosión que se distribuye de forma más o menos uniforme por la superficie de un material.

**Media celda:** comúnmente utilizado en este campo para referirse a un electrodo de referencia. Puede estar compuesto por una varilla de cobre y una solución de sulfato de cobre utilizada habitualmente para medir la corrosión del acero con respecto al cobre. También puede fabricarse con una solución de plata y cloruro de plata para medir en entornos marinos.

**Holiday:** una discontinuidad en un revestimiento protector que expone la superficie desprotegida al

medioambiente.

**Debilitamiento por hidrógeno:** degradación del metal causada por la presencia de hidrógeno en el interior de un metal o aleación como consecuencia de la aplicación de demasiada corriente de protección en la estructura que se está protegiendo.

**Corriente impresa:** corriente eléctrica suministrada por una fuente de energía externa al sistema de electrodos. Un ejemplo es la corriente continua para la protección catódica.

**Ánodo de corriente impresa:** electrodo apto utilizado en un sistema de corriente impresa.

**Potencial de apagado instantáneo:** el potencial polarizado de media celda de un electrodo tomado inmediatamente después de interrumpir la corriente de protección catódica, que se aproxima mucho al potencial sin caída de IR (es decir, el potencial polarizado) cuando la corriente estaba encendida.

**Ión:** un átomo o grupo de átomos cargados eléctricamente.

**Caída IR:** voltaje en una resistencia cuando se aplica corriente de conformidad con la ley de Ohm.

**Revestimiento:** revestimiento o capa de material en láminas adherido a la superficie interior de un recipiente utilizado para proteger el recipiente contra la corrosión por su contenido y/o para proteger el contenido del recipiente de la contaminación por el material del recipiente.

**Corrosión localizada:** corrosión en lugares correctos, también conocida como corrosión por picaduras o corrosión por grietas.

**Retorno negativo:** punto de conexión entre el cable negativo de protección catódica y la estructura protegida.

**Ley de Ohm:** la corriente que atraviesa un conductor entre dos puntos es directamente proporcional a la diferencia de potencial entre ambos puntos. Voltaje = corriente x resistencia.

**Pasivación:** proceso de corrosión metálica por el que los metales se vuelven pasivos, generalmente mediante la formación de un revestimiento en la superficie que aísla el metal del electrolito.

**Agujero:** orificio diminuto que atraviesa una o varias capas y deja al descubierto una capa subyacente o el sustrato.

**Foso:** cavidad superficial de profundidad igual o superior a la dimensión mínima de la abertura.

**Picadura:** corrosión localizada de una superficie metálica que se limita a una pequeña zona y adopta la forma de cavidades denominadas picaduras.

**Polarización:** cambio del potencial de corrosión como resultado del flujo de corriente a través de la interfaz electrodo/electrolito.

**Potencial polarizado:** potencial a través de la interfaz estructura/electrolito que es la suma del potencial de corrosión y la polarización catódica.

**Revestimiento protector:** revestimiento aplicado a una superficie para proteger el sustrato de la corrosión.

**Electrodo/celda de referencia:** electrodo/celda que tiene un potencial estable y reproducible, utilizado en la medición de los potenciales de otros electrodos.

**Tierra remota:** una ubicación en la tierra lo suficientemente alejada de la estructura afectada como para que los gradientes del potencial del suelo asociados con las corrientes que entran en la tierra desde la estructura afectada sean insignificantes.

**Protección de sacrificio (galvánica):** reducción de la corrosión de un metal mediante la conexión eléctrica del metal a un ánodo galvánico (una forma de protección catódica).

**Blindaje:** impedir que la corriente de protección catódica llegue a su destino o desviarla de su trayectoria

natural.

**Corriente parásita:** corriente que circula por caminos distintos del circuito previsto.

**Corrosión por corrientes parásitas:** corrosión provocada por corrientes parásitas.

**Potencial de estructura a electrolito:** diferencia de potencial entre la superficie de una estructura metálica enterrada o sumergida y el electrolito que se mide con referencia a un electrodo en contacto con el electrolito.

**Potencial de estructura a suelo:** consulte el potencial de estructura a electrolito.

**Potencial de estructura a estructura:** diferencia de potencial entre estructuras metálicas o secciones de la misma estructura en un electrolito común.

**Corrosión uniforme:** corrosión que se produce exactamente al mismo ritmo en toda la superficie de un material.

**APÉNDICE 6: ENCUESTA DE PRUEBA DE PROTECCIÓN CATÓDICA DE CORRIENTE IMPRESA**



DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN  
DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO  
William R. Snodgrass Tennessee Tower  
312 Rosa L. Parks Avenue, 12<sup>th</sup> Floor  
Nashville, TN 37243 (615) 532-0945

ENCUESTA DE PRUEBA DE PROTECCIÓN CATÓDICA DE CORRIENTE IMPRESA

- Utilice este formulario para evaluar los sistemas de protección catódica de corriente impresa de los tanques de almacenamiento subterráneo (UST) en el estado de Tennessee.
- Se requiere acceso directamente al suelo sobre la estructura protegida catódicamente que se está probando.

I. INSTALACIÓN DEL UST		II. PROPIETARIO DEL UST	
NOMBRE:		NOMBRE:	
NÚMERO DE ID DE LA INSTALACIÓN:		EMPRESA:	
DIRECCIÓN:		DIRECCIÓN:	
CIUDAD:	CONDADO:	CIUDAD:	ESTADO:
III. EVALUADOR DE PC			
NOMBRE DEL EVALUADOR:		EMPRESA:	
DIRECCIÓN:		ENUMERE LA CERTIFICACIÓN, SI LA HUBIERE:	
CIUDAD:	ESTADO:	NÚMERO DE TELÉFONO:	
IV. RAZÓN POR LA QUE SE REALIZÓ LA ENCUESTA (marque solamente una)			
<input type="checkbox"/> Rutina: 3 años <input type="checkbox"/> Rutina: 6 meses siguientes a la instalación <input type="checkbox"/> Nueva encuesta después de la falla/reparación/modificación Fecha en que debe realizarse la próxima encuesta de protección catódica: _____ (obligatorio cada 3 años).			
V. EVALUACIÓN DEL EVALUADOR DE PROTECCIÓN CATÓDICA (marque solamente una)			
<input type="checkbox"/>	<b>APRUEBA</b>	Todas las estructuras protegidas de esta instalación aprueban la encuesta de protección catódica y se considera que proporciona una protección catódica correcta al sistema de UST (indicar todos los criterios aplicables completando la Sección VII).	
<input type="checkbox"/>	<b>REPRUEBA</b>	Uno o más componentes no superaron la encuesta de protección catódica.	
<input type="checkbox"/>	<b>NO CONCLUYENTE</b>	La encuesta de protección catódica debe ser evaluada por un experto en corrosión si no se puede determinar que las estructuras protegidas son continuas u otros factores pueden dar lugar a lecturas elevadas, etc. (completar la Sección VI).	
FIRMA DEL EVALUADOR DE PC: _____		FECHA DE REALIZACIÓN DE LA ENCUESTA DE PC: _____	
VI. EVALUACIÓN DEL EXPERTO EN CORROSIÓN (marque solamente uno)			
La encuesta debe ser realizada y/o evaluada por un experto en corrosión cuando: a) se sustituyan o añadan ánodos o se realicen otros cambios en la fabricación o diseño del sistema de corriente impresa (consulte la sección de Reparaciones de la parte de corriente impresa del Capítulo técnico 4.1 "Protección contra la corrosión: Manual de inspección estandarizada"); b) la corriente parásita pueda estar afectando a las estructuras metálicas enterradas; o c) se haya indicado un resultado no concluyente en la Sección V.			
<input type="checkbox"/>	<b>APRUEBA (según los criterios anteriores)</b>	<input type="checkbox"/>	<b>REPRUEBA (según los criterios anteriores)</b>
NOMBRE DEL EXPERTO EN CORROSIÓN: _____		NOMBRE DE LA EMPRESA: _____	
NÚMERO DE CERTIFICACIÓN DE NACE INTERNACIONAL: _____			
FIRMA DEL EXPERTO EN CORROSIÓN: _____		FECHA: _____	
VII. CRITERIOS APLICABLES A LA EVALUACIÓN (marque todos los que correspondan)			
<input type="checkbox"/>	<b>850 DESACTIVADO</b>	Las mediciones del potencial estructura a suelo son -850 mV o más negativos con respecto a un electrodo de referencia Cu/CuSO <sub>4</sub> con corriente de protección interrumpida temporalmente (apagado instantáneo).	
<input type="checkbox"/>	<b>Continuidad</b>	Las estructuras listadas en la Sección XIV que deben ser protegidas por el sistema de corriente impresa es continua con el rectificador negativo.	
<input type="checkbox"/>	<b>Desplazamiento de 100 mV</b>	Las estructuras probadas presentan un desplazamiento de al menos 100 mV de polarización catódica.	
VIII. ACCIÓN REQUERIDA COMO RESULTADO DE ESTA EVALUACIÓN (marque solamente una)			
<input type="checkbox"/>	<b>NINGUNO</b>	La protección catódica es correcta. En este momento no es necesario adoptar ninguna otra medida. Vuelva a realizar la prueba a más tardar en la fecha indicada en la Sección IV.	
<input type="checkbox"/>	<b>VOLVER A PROBAR</b>	La protección catódica puede no ser correcta. Volver a realizar la prueba para determinar si se pueden obtener resultados de aprobación.	
<input type="checkbox"/>	<b>REPARACIÓN Y VOLVER A PROBAR</b>	La protección catódica puede no ser correcta. Es necesario realizar una reparación/modificación lo antes posible.	



### IX. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE UST

NOMBRE DE LA INSTALACIÓN:				NÚMERO DE ID DE LA INSTALACIÓN:	
N.º DE TANQUE	PRODUCTO	CAPACIDAD	MATERIAL DEL TANQUE	MATERIAL DE LAS TUBERÍAS	CONECTORES FLEXIBLES (S/N). EN CASO AFIRMATIVO, INDIQUE LA UBICACIÓN (BTS/SURT./BTS Y SURT.)
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					

Si hay conectores flexibles metálicos, ¿están protegidos contra la corrosión?	<input type="checkbox"/> SÍ      Método: <input type="checkbox"/> Aislamiento (enfundado) <input type="checkbox"/> Aislamiento (no en contacto con el suelo) <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> Ánodo unido <sup>1</sup> (indique los detalles en los comentarios)
	Medidas adoptadas: _____

Comentarios (por ejemplo: marca de las tuberías, ubicaciones específicas de flexibles/ánodos, etc.):

<sup>1</sup>Si los conectores flexibles están protegidos por ánodos de sacrificio, realice las pruebas correspondientes e inclúyalas en la Sección XVI de este formulario.

### X. DATOS DEL RECTIFICADOR DE CORRIENTE IMPRESA (complete todo lo que proceda)

Para llevar a cabo una evaluación eficaz del sistema de protección catódica, es necesario realizar una evaluación completa del funcionamiento del rectificador.

FABRICANTE DEL RECTIFICADOR:	SALIDA NOMINAL DE CC: _____
MODELO DEL RECTIFICADOR:	NÚMERO DE SERIE DEL RECTIFICADOR: _____

SALIDA DEL RECTIFICADOR SEGÚN EL DISEÑO INICIAL O LA ÚLTIMA MEDICIÓN (si está disponible):

EVENTO	FECHA	AJUSTES DEL TAPÓN		SALIDA DE CC (como indica el medidor del rectificador)		SALIDA DE CC (MEDIDO con un voltímetro)		CONTADOR DE HORAS	COMENTARIOS
		GRUESO	FINO	VOLTIOS	AMPERIOS	VOLTIOS	AMPERIOS		
"COMO SE ENCONTRÓ"									
"COMO SE DEJÓ"									

Marque todo lo que corresponda:     amperio/voltímetro simple     amperio/voltímetro doble     luz indicadora rojo/verde

### XI. MEDIDAS DEL CIRCUITO POSITIVO DE CORRIENTE IMPRESA (amperaje de salida)

Completar el diseño del sistema permite tales mediciones (es decir, se instalan los cables conductores individuales para cada ánodo y existen derivaciones de medición).

CIRCUITO	1	2	3	4	5	6	7	8	8	10	TOTAL (AMPERIOS)
ÁNODO (+)											

### XII. DESCRIPCIÓN DE LAS REPARACIONES Y/O MODIFICACIONES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

Completar si las reparaciones o modificaciones del sistema de protección catódica se realizan o son necesarias. Ciertas reparaciones/modificaciones, como se explica en el Capítulo 4.1 de Protección contra la corrosión, deben ser diseñadas y/o evaluadas por un experto de corrosión (se requiere completar la Sección VI). Adjunte los cálculos del experto en corrosión y la Sección VI firmada por él.

- Sustitución o adición de ánodos para un sistema de corriente impresa (adjuntar el diseño del experto en corrosión).
- Reparaciones o sustitución del rectificador ( explique en Observaciones/Otros más adelante).
- Cables del cabezal del ánodo reparados y/o sustituidos (explique en Observaciones/Otro más adelante).
- Tanques/tuberías protegidos contra la corriente impresa sin continuidad eléctrica (explique en Observaciones/Otros más adelante).

Observaciones/  
Otros \_\_\_\_\_

### XIII. PLANO DEL LUGAR DE LAS INSTALACIONES DEL UST

Adjunte un plano legible y detallado o utilice el espacio previsto para dibujar un bosquejo de los UST y de los sistemas de protección catódica. Entregue suficientes detalles para indicar claramente dónde se colocó el electrodo de referencia para cada potencial de estructura a suelo que se registre en los formularios de la encuesta. Incluya detalles como la ubicación de todos los tanques, tuberías y surtidores; edificios y calles, ánodos y cables y el rectificador. Cada ubicación de la prueba de PC (colocación del electrodo de referencia) debe indicarse mediante un código (1,2, T-1, D-1, etc.) que corresponda con el número de la línea correspondiente a la Sección XV de este formulario.

**UNA EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA NO ESTÁ COMPLETA SIN UN PLANO ACEPTABLE DEL LUGAR.**





## XVI. ENCUESTA DE SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA DE CONECTORES FLEXIBLES (U OTROS TRAMOS CORTOS DE TUBERÍAS METÁLICAS)

- Este formulario se utilizará para registrar las mediciones del potencial de estructura a suelo de los conectores flexibles protegidos galvánicamente (o tramos cortos de tuberías).
- Se requiere un total de tres (3) mediciones de potencial (una local y dos en tierra remota para determinar la tierra remota verdadera) para cada conector flexible cuando se utiliza el criterio de Voltaje "Activado"/"Local" (-850 mV). Registre la tensión de tierra remota verdadera en el siguiente formulario.
- Si las mediciones de potencial local o remoto fallan (más positivo que -850 mV), utilice los criterios de apagado instantáneo o desplazamiento de 100 mV para determinar el estado de protección (es decir, Aprueba/Reprueba). Las mediciones de apagado instantáneo o desplazamiento de 100 mV se obtienen después de desconectar el ánodo del conector flexible.
- Consulte también el Apéndice 4 del Capítulo técnico 4.1, Protección contra la corrosión.
- Deben obtenerse las mediciones de potencial para cada conector flexible.

**NOMBRE DE LA INSTALACIÓN:**

**NÚMERO DE ID DE LA INSTALACIÓN:**

**Ubicación de la celda de referencia remota, si procede (también indíquelo en el plano del lugar):**

	N.º DE TANQUE, PRODUCTO, CAPACIDAD <sup>1</sup>	UBICACIÓN DEL FLEXIBLE <sup>2</sup>	¿DÓNDE ESTÁ FIJADO EL ÁNODO?	¿CONTINUO O AISLADO? <sup>3</sup> (también debe completar la Sección XIV)	PUNTO DE CONTACTO <sup>4</sup>	VOLTAJE LOCAL <sup>5</sup>	VOLTAJE DE TIERRA REMOTA VERDADERA <sup>6</sup>	VOLTAJE APAGADO INSTANTÁNEO (si procede)	DESPLAZAMIENTO DE 100 mV		APRUEBA/ REPRUEBA <sup>7</sup>
									VOLTAJE FINAL (si procede)	CAMBIO DE VOLTAJE	
E J E M P L O S	N.º 2 DIÉSEL 8000	FLEXIBLE DE DIÉSEL A BTS	FLEXIBLE ACTIVADO	ISO.	FLEXIBLE ACTIVADO	-875 mV	-760 mV	-860 mV			APRUEBA
	N.º 3 REGULAR 10 000	FLEXIBLE REGULAR A SURTIDOR 3/4	TUBERÍA SOBRE LA VÁLVULA DE CORTE	CONT.	TUBERÍA SOBRE LA VÁLVULA DE CORTE	-980 mV		-845 mV	-790 mV	55 mV	REPRUEBA
	N.º 4 PREMIUM 10 000	BTS DE FLEXIBLE EN SUMIDERO DE CONTENCIÓN PREMIUM	CABEZAL DE BTS	CONT.	CABEZAL DE BTS			-910 mV			APRUEBA

**COMENTARIOS:** \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

- 1 Designe el número, el producto y la capacidad del tanque al que está asociado el conector flexible.
- 2 Indique la ubicación del flexible que está probando (ejemplo: FLEXIBLE DE REGULAR A SURTIDOR 3/4, FLEXIBLE DE DIÉSEL A BTS, etc.).
- 3 La continuidad o el aislamiento de los conectores flexibles debe registrarse en la Sección de Encuesta de continuidad (XIV) antes de completar esta sección para determinar si se debe utilizar el voltaje remoto o apagado instantáneo/desplazamiento de 100 mV. Si solamente se prueban los conectores flexibles, incluya la sección de encuesta de continuidad (XIV) de este formulario con esta sección.
- 4 Designe el punto exacto de contacto al probar el flexible (es decir, si está aislado, solamente debe entrar en contacto con el propio flexible. Si es continuo con otro componente, puede contactar a cualquiera de los dos).
- 5 Registre la medición de potencial de estructura a suelo para "Voltaje local" en milivoltios (por ejemplo: -875 mV, -980 mV, etc.).
- 6 Registre la medición de potencial de estructura a suelo para "Voltaje de tierra remota verdadera" en milivoltios.
- 7 Indique si la estructura probada ha superado o no la prueba basándose en su interpretación de los datos de la prueba.



## **APÉNDICE 7: ENCUESTA DE PRUEBA DE PROTECCIÓN CATÓDICA GALVÁNICA**



**ESTADO DE TENNESSEE**  
**DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN**  
**DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO**  
**William R. Snodgrass Tennessee Tower**  
**312 Rosa L. Parks Avenue, 12<sup>th</sup> Floor**  
**Nashville, TN 37243 (615) 532-0945**

**ENCUESTA DE PRUEBA DE PROTECCIÓN CATÓDICA GALVÁNICA**

- Utilice este formulario para evaluar los sistemas de protección catódica galvánica de los tanques de almacenamiento subterráneo (UST) en el estado de Tennessee.
- Se requiere acceso directamente al suelo sobre la estructura protegida catódicamente que se está probando.

I. INSTALACIÓN DEL UST		II. PROPIETARIO DEL UST	
NOMBRE:		NOMBRE:	
NÚMERO DE ID DE LA INSTALACIÓN:		EMPRESA:	
DIRECCIÓN:		DIRECCIÓN:	
CIUDAD:	CONDADO:	CIUDAD:	ESTADO:
III. EVALUADOR DE PC			
NOMBRE DEL EVALUADOR:		EMPRESA:	
DIRECCIÓN:		ENUMERE LA CERTIFICACIÓN, SI LA HUBIERE:	
CIUDAD:	ESTADO:	NÚMERO DE TELÉFONO:	
IV. RAZÓN POR LA QUE SE REALIZÓ LA ENCUESTA (marque solamente una)			
<input type="checkbox"/> Rutina: 3 años <input type="checkbox"/> Rutina: 6 meses siguientes a la instalación <input type="checkbox"/> Nueva encuesta después de la falla/reparación/modificación Fecha en que debe realizarse la próxima encuesta de protección catódica: _____ (obligatorio cada 3 años).			
V. EVALUACIÓN DEL EVALUADOR DE PROTECCIÓN CATÓDICA (marque solamente una)			
<input type="checkbox"/>	<b>APRUEBA</b>	Todas las estructuras protegidas de esta instalación aprueban la encuesta de protección catódica y se considera que proporciona una protección catódica correcta al sistema de UST (indicar todos los criterios aplicables completando la Sección VII).	
<input type="checkbox"/>	<b>INCOMPLETO</b>	Una o más estructuras protegidas de esta instalación no superan la encuesta de protección catódica y se considera que no proporciona una protección catódica correcta al sistema de UST (completar la Sección VIII).	
<input type="checkbox"/>	<b>REPRUEBA</b>	Todos los tanques o tuberías no han superado la encuesta de protección catódica (complete la Sección VIII).	
<input type="checkbox"/>	<b>NO CONCLUYENTE</b>	Si tanto la medición remota como la local no indican el mismo resultado en todas las estructuras protegidas (ambas aprueban o reprueban), se indica no concluyente y la nueva encuesta debe ser evaluada y/o realizada por un experto en corrosión. (Complete la Sección VI).	
FIRMA DEL EVALUADOR DE PC: _____		FECHA DE REALIZACIÓN DE LA ENCUESTA DE PC: _____	
VI. EVALUACIÓN DEL EXPERTO EN CORROSIÓN (marque solamente uno)			
La encuesta debe ser realizada y/o evaluada por un experto en corrosión cuando: a) se indique un resultado no concluyente para cualquier estructura protegida, ya que tanto el potencial local como el potencial remoto de la estructura al suelo no dan el mismo resultado (ambos aprueban o ambos reprueban); b) se realicen reparaciones en tuberías de acero galvanizado o sin recubrimiento; c) se sustituyan o añadan ánodos para tanques y/o tuberías (excepto los conectores flexibles y/o tramos cortos de tuberías metálicas).			
<input type="checkbox"/>	<b>APRUEBA</b> (según los criterios anteriores)		<input type="checkbox"/> <b>REPRUEBA</b> (según los criterios anteriores)
NOMBRE DEL EXPERTO EN CORROSIÓN:		NOMBRE DE LA EMPRESA:	
NÚMERO DE CERTIFICACIÓN DE NACE INTERNACIONAL:			
FIRMA DEL EXPERTO EN CORROSIÓN: _____		FECHA: _____	
VII. CRITERIOS APLICABLES A LA EVALUACIÓN (marque todos los que correspondan)			
<input type="checkbox"/>	<b>850 ACTIVADO</b>	Los potenciales de estructura a suelo -850 mV o más negativos con respecto a un electrodo de referencia Cu/CuSO <sub>4</sub> con la corriente de protección aplicada (aplicable a cualquier estructura protegida galvánicamente).	
<input type="checkbox"/>	<b>850 DESACTIVADO</b>	Los potenciales de estructura a suelo son -850 mV o más negativos con respecto a un electrodo de referencia Cu/CuSO <sub>4</sub> con la corriente de protección interrumpida temporalmente (aplicable solamente a los sistemas galvánicos en los que los ánodos pueden desconectarse).	
<input type="checkbox"/>	<b>Desplazamiento de 100 mV</b>	La estructura probada muestra un desplazamiento de al menos 100 mV (aplicable a los sistemas galvánicos en los que los ánodos pueden desconectarse temporalmente).	
VIII. ACCIÓN REQUERIDA COMO RESULTADO DE ESTA EVALUACIÓN (marque solamente una)			
<input type="checkbox"/>	<b>NINGUNO</b>	<b>La protección catódica es correcta.</b> En este momento no es necesario adoptar ninguna otra medida. Vuelva a realizar la prueba a más tardar en la fecha indicada en la Sección IV.	
<input type="checkbox"/>	<b>REPARACIÓN Y VOLVER A PROBAR</b>	<b>La protección catódica puede no ser correcta.</b> Es necesario realizar una reparación/modificación lo antes posible.	





## XI. PLANO DEL LUGAR DE LAS INSTALACIONES DEL UST

Adjunte un plano legible y detallado o utilice el espacio previsto para dibujar un bosquejo de los UST y de los sistemas de protección catódica. Entregue suficientes detalles para indicar claramente dónde se colocó el electrodo/celda de referencia para cada potencial de estructura a suelo que se registre en los formularios de la encuesta. Incluya detalles como la ubicación de todos los tanques, tuberías y surtidores; edificios y calles y ánodos (si procede) y cables adicionales. Cada ubicación de la prueba de PC (colocación del electrodo de referencia) debe indicarse mediante un código (1,2, T-1, D-1, etc.) que corresponda con el número de la línea correspondiente a la Sección XIII de este formulario. También incluya las dos (2) ubicaciones utilizadas para determinar la tierra remota verdadera (por ejemplo: R1 y R2).

**UNA EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA NO ESTÁ COMPLETO SIN UN PLANO ACEPTABLE DEL LUGAR**





#### XIV. ENCUESTA DE SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA DE CONECTORES FLEXIBLES (U OTROS TRAMOS CORTOS DE TUBERÍAS METÁLICAS)

- Este formulario se utilizará para registrar las mediciones del potencial de estructura a suelo de los conectores flexibles protegidos galvánicamente (u otros tramos cortos de tuberías metálicas).
- Se requiere un total de tres (3) mediciones de potencial (una local y dos en tierra remota para determinar la Tierra remota verdadera) para cada conector flexible cuando se utiliza el criterio de Voltaje "Activado"/"Local" (-850 mV). Registre la tensión de tierra remota verdadera en el siguiente formulario.
- Si las mediciones de potencial local o remoto fallan (más positivo que -850 mV), utilice los criterios de apagado instantáneo o desplazamiento de 100 mV para determinar el estado de protección (es decir, Aprueba/Reprueba). Las mediciones de apagado instantáneo o desplazamiento de 100 mV se obtienen después de desconectar el ánodo del conector flexible.
- Consulte también el Apéndice 4 del Capítulo técnico 4.1, Protección contra la corrosión.
- Deben obtenerse las mediciones de potencial para cada conector flexible.

**NOMBRE DE LA INSTALACIÓN:**

**NÚMERO DE ID DE LA INSTALACIÓN:**

**Ubicación de la celda de referencia remota, si procede (también indíquelo en el plano del lugar):**

N.º DE TANQUE, PRODUCTO, CAPACIDAD <sup>1</sup>	UBICACIÓN DEL FLEXIBLE <sup>2</sup>	¿DÓNDE ESTÁ FIJADO EL ÁNODO?	¿CONTINUO O AISLADO? <sup>3</sup> (también debe completar la Sección XII)	PUNTO DE CONTACTO <sup>4</sup>	VOLTAJE LOCAL <sup>5</sup>	VOLTAJE DE TIERRA REMOTA VERDADERA <sup>6</sup>	VOLTAJE APAGADO INSTANTÁNEO (si procede)	DESPLAZAMIENTO DE 100 mV		APRUEBA/ REPRUEBA <sup>7</sup>
								VOLTAJE FINAL (si procede)	CAMBIO DE VOLTAJE	
E J E M P L O S N.º 2 DIÉSEL 8000	FLEXIBLE DE DIÉSEL A BTS	FLEXIBLE ACTIVADO	ISO.	FLEXIBLE ACTIVADO	-875 mV	-760 mV	-860 mV			APRUEBA
N.º 3 REGULAR 10 000	FLEXIBLE REGULAR A SURTIDOR 3/4	TUBERÍA SOBRE LA VÁLVULA DE CORTE	CONT.	TUBERÍA SOBRE LA VÁLVULA DE CORTE	-980 mV		-845 mV	-790 mV	55 mV	REPRUEBA
N.º 4 PREMIUM 10 000	BTS DE FLEXIBLE EN SUMIDERO DE CONTENCIÓN PREMIUM	CABEZAL DE BTS	CONT.	CABEZAL DE BTS			-910 mV			APRUEBA

**COMENTARIOS:** \_\_\_\_\_

- 1 Designe el número, el producto y la capacidad del tanque al que está asociado el conector flexible.
- 2 Indique la ubicación del flexible que está probando (ejemplo: FLEXIBLE DE REGULAR A SURTIDOR 3/4, FLEXIBLE DE DIÉSEL A BTS, etc.).
- 3 La continuidad o el aislamiento de los conectores flexibles debe registrarse en la Sección de Encuesta de continuidad (XII) antes de completar esta sección para determinar si se utiliza el remoto o apagado instantáneo/desplazamiento de 100 mV. (Si solamente se prueban los conectores flexibles, incluya la sección de Encuesta de continuidad (XII) de este formulario con esta sección).
- 4 Designe el punto exacto de contacto al probar el flexible (es decir, si está aislado, solamente debe entrar en contacto con el propio flexible. Si es continuo con otro componente, puede contactar a cualquiera de los dos).
- 5 Registre la medición de potencial de estructura a suelo para "Voltaje local" en milivoltios (por ejemplo: -875 mV, -980 mV, etc.).
- 6 Registre la medición de potencial de estructura a suelo para "Voltaje de tierra remota verdadera" en milivoltios.
- 7 Indique si la estructura probada ha superado o no la prueba basándose en su interpretación de los datos de la prueba.



**APÉNDICE 8: REGISTRO DE 60 DÍAS DEL FORMULARIO DE FUNCIONAMIENTO DEL RECTIFICADOR DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA DE CORRIENTE IMPRESA**







**TN**

Department of  
**Environment &  
Conservation**

# **Prevención de derrames y sobrellenado**

## **Manual de inspección estandarizada**

### **Capítulo técnico 4.2**

Departamento de Medioambiente y Conservación de Tennessee

División de tanques de almacenamiento subterráneo

Reglas vigentes a partir del 13 de octubre de 2018

Última edición del documento: 17 de junio de 2022

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

# Índice

1.	EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD .....	1
2.	PROPÓSITO .....	1
3.	AUTORIDAD.....	1
4.	APLICABILIDAD .....	2
	Excepciones: .....	2
5.	PREVENCIÓN DE DERRAMES .....	3
a.	Requisitos generales: .....	6
b.	Instalación.....	7
c.	Funcionamiento y mantenimiento .....	7
d.	Inspección y prueba: .....	9
e.	Informes y conservación de registros:.....	10
6.	PREVENCIÓN DE SOBRELLENADO .....	11
a.	Tres tipos comunes de dispositivos de prevención de sobrellenado .....	11
1.	Restricción de caudal (válvulas del flotador de bola) .....	11
2.	Cierre automático (válvula de aleta): .....	13
3.	Alarmas de sobrellenado (alarmas sonoras/visibles de alto nivel) .....	13
b.	Requisitos generales: .....	14
c.	Instalación:.....	14
d.	Funcionamiento y mantenimiento: .....	14
e.	Inspección:.....	16
f.	Informes y conservación de registros:.....	16
	Referencias:.....	17
	APÉNDICES .....	18
	APÉNDICE 1: Procedimiento de prueba hidrostática del dispositivo de prevención de derrames .....	19
	APÉNDICE 2: Prueba de funcionamiento de prevención de sobrellenado .....	21



**ESTADO DE TENNESSEE**  
**DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN**  
**DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO**

**CAPÍTULO TÉCNICO 4.2**  
**PREVENCIÓN DE DERRAME Y SOBRELLENADO**

**1. EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Este documento es solamente una guía y no afecta a los derechos u obligaciones legales. Las decisiones de la agencia en cualquier caso concreto se realizarán aplicando las leyes y las regulaciones aplicables a los hechos específicos. La mención de nombres o productos comerciales no constituye un respaldo o recomendación de uso.

**2. PROPÓSITO**

El propósito de este capítulo técnico es ayudar al personal de la División de tanques de almacenamiento subterráneo (División) a comprender los requisitos reglamentarios de prevención de derrames y sobrellenado. Este documento proporciona una guía para la correcta instalación, funcionamiento y mantenimiento, inspección, prácticas de prueba y requisitos de la conservación de los registros para los sistemas de tanques de almacenamiento subterráneo (UST) con varios tipos de dispositivos de contención de derrames y prevención de sobrellenado, así como los requisitos de notificación de derrames y sobrellenado.

Este capítulo técnico contiene la política actual de la División basada en los estatutos y reglamentos que rigen el programa de Tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo de Tennessee. Este documento sustituye a todas las versiones publicadas anteriormente. La versión más actualizada de este capítulo técnico se publicará y estará siempre disponible en el sitio web de la División.

**3. AUTORIDAD**

Todas las reglas consultadas en este capítulo técnico se encuentran en el Capítulo 0400-18-01 y están disponibles en el sitio web de la División de Tanques de almacenamiento subterráneo en <https://publications.tnsosfiles.com/rules/0400/0400.htm>



#### 4. APLICABILIDAD

Todo tanque que se llene mediante trasvase de una sustancia derivada del petróleo de al menos 25 galones de una sola vez obligatoriamente tiene que contar con un sistema de prevención de derrames y sobrellenado.<sup>1</sup> Esto se aplica a todos los tanques de producto, incluidos los que utilizan llenado remoto. Si un tanque tiene más de una tubería de llenado, todas las tuberías de llenado deben tener una contención para derrames. Consulte las Reglas .02(1)(d)2. y .02(3).

##### Excepciones:

- Los tanques de aceite residual no suelen requerir la instalación de dispositivos de prevención de derrames (cubas de derrame), ya que los tanques de aceite residual se llenan con pequeñas cantidades de aceite cada vez. Consulte la Regla .02(3)(a)2.(ii). Aunque la reglamentación de la División no lo exige, los tanques de aceite residual pueden tener instalado un cubo de derrame en el puerto donde se vacía el tanque. En el caso de los tanques de aceite residual con dispositivos de prevención de derrames instalados, la política de la División no exige que el propietario/operador realice una inspección mensual y/o el mantenimiento de estos dispositivos pero se trata de una mejor práctica de gestión.
- Aunque no es tan común, algunos tanques pueden llenarse en un puerto que se encuentra en una caja de contención, bóveda, habitación o superficie con bermas que pueden ser suficiente como prevención de derrame. En algunos casos, si la zona de contención está diseñada para ser suficientemente hermética y no permitir que un derrame se fugue al medioambiente, entonces cumple los requisitos de la Regla .02(3)(a)2.(i) y no se requiere un “cubo de derrame”. Sin embargo, deben inspeccionarse periódicamente<sup>2</sup> y repararse o sustituirse si presentan defectos<sup>3</sup>. Cualquier grieta visible en el concreto requerirá reparación. (Consulte el ejemplo a continuación)



- Algunos puertos de llenado pueden estar contenidos dentro de un sumidero de bomba de turbina sumergible sellado. En este caso, el sumidero de la bomba de turbina sumergible se ajusta a la definición de cubo contra derrame que exige la Regla .02(3)(a)2.(i).

<sup>1</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(3)(a)2(ii)

<sup>2</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(3)(1)4.

<sup>3</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(3)(a)1.(i)



NOTA: Los inspectores que encuentren equipos alternativos deberán consultar al Director de la Oficina de Campo para determinar si se requiere un revisión adicional.

## 5. PREVENCIÓN DE DERRAMES

Los dispositivos de prevención de derrames se utilizan en las tuberías de llenado para recoger los goteos y pequeños derrames de combustible que puedan producirse al desconectar la manguera de suministro de la tubería de llenado. El tipo más común de dispositivo de prevención de derrames se denomina “cubo de derrame” o “recipiente de captación”. (Consulte los ejemplos en la página 4 y 5)

- Un dispositivo de prevención de derrames (cubo de derrame) no suele estar diseñado para contener producto durante largos períodos de tiempo.
- Algunos dispositivos de prevención de derrame (cubos de derrame) cuentan con un mecanismo de drenaje de retorno o una bomba manual que permite que el producto acumulado se drene de vuelta al tanque. Consulte la sección “Mantenimiento” para ver fotografías del mecanismo de drenaje de retorno y de las bombas manuales. Los mecanismos de drenaje de retorno están normalmente cerrados y retienen el líquido en el cubo hasta que se activan. La activación del mecanismo de drenaje de retorno también permite que cualquier líquido, como el agua de lluvia o el escurrimiento de los estacionamientos se drene hacia el tanque. Los mecanismos de drenaje de retorno ocasionalmente se atascan en la posición abierta por un objeto extraño que bloquea el cierre correcto del dispositivo. Muchos mecanismos de drenaje de retorno tienen una rejilla para impedir la entrada de objetos grandes, pero no hacen nada para evitar la entrada de agua en un cubo de derrame.
- La División recomienda que no se utilicen mecanismos de drenaje de cubos de derrame en tanques que almacenen gasolina que contenga etanol debido a la potencial entrada de agua y separación de fase. Es especialmente importante que se mantengan en buen estado de funcionamiento y se sellen herméticamente si se instalan en tanques de combustible que contengan una mezcla de etanol.
- Si la prevención de derrame no cuenta con un mecanismo de drenaje de retorno o bomba, entonces cualquier producto o agua en el cubo de derrame debe ser retirado manualmente y eliminado en forma adecuada.<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Requerido por la Regla .0400-18-01- (3)(b)3.

- Las bombas manuales son dispositivos neumáticos que permiten bombear el líquido contenido en el dispositivo de prevención de derrame. Si los dispositivos de prevención de derrame de la instalación cuentan con uno de estos dispositivos, el líquido retirado debe gestionarse de conformidad con los requisitos locales, estatales y federales.
- Las tapas o cubiertas son obligatorias en los cubos de derrame y deben estar en buen estado y no en contacto con el tapón de llenado. Si la cubierta no queda bien ajustada, la suciedad, la arena, la grava de tamaño pequeño u otros escombros también podrían drenarse en el tanque a través del mecanismo de drenaje de retorno, si lo hubiera. Consulte la Regla .02(3)(b)2. y 3.
- Los dispositivos de prevención de derrame normalmente se fabrican de acero, plástico o fibra de vidrio, pero ocasionalmente pueden diseñarse y fabricarse de forma diferente, como se detalla en las "Excepciones" anteriores.
- Las prácticas de instalación generalmente especifican que los cubos de derrame se instalen ligeramente a mayor altura que el pavimento circundante y que la superficie acabada esté inclinada en dirección opuesta al cubo de derrame. Esto ayuda a evitar que el agua de lluvia y el escurrimiento del estacionamiento se acumulen en los cubos de derrame.

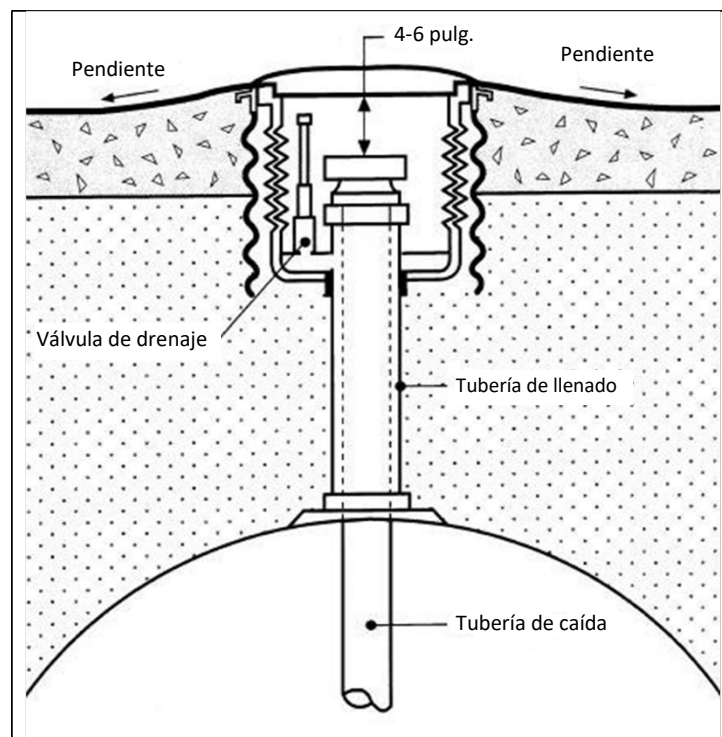
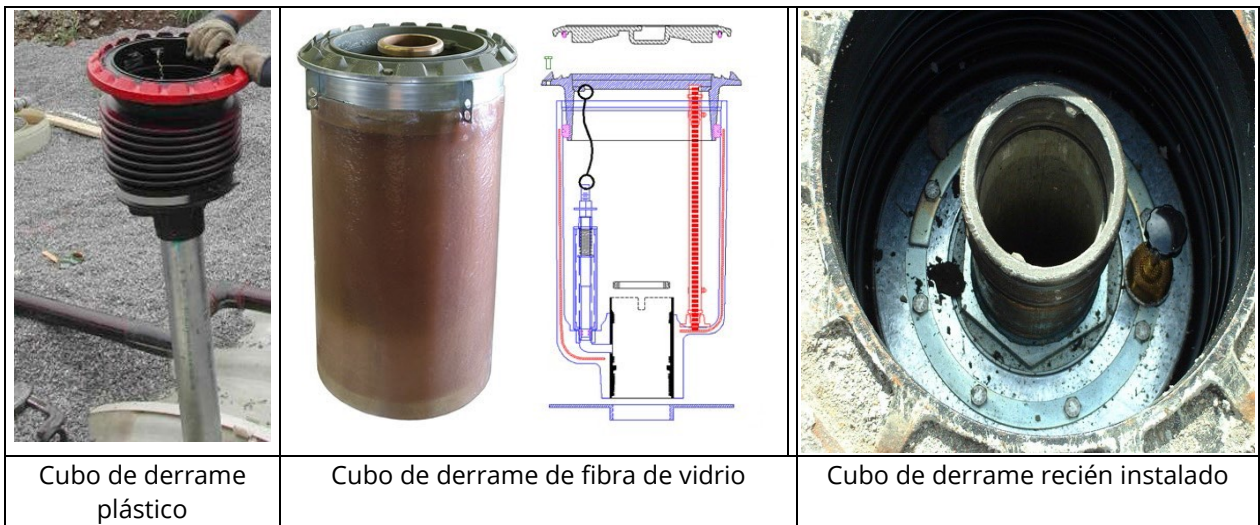


Diagrama de un cubo de derrame elevado con mecanismo de drenaje de retorno

A continuación se muestran ejemplos de los tipos más comunes de cubos de derrame:



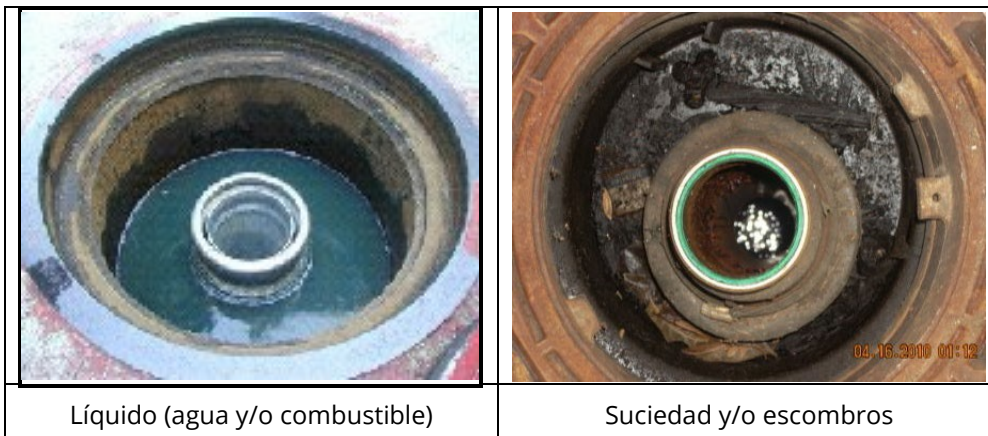
Algunos cubos de derrame pueden estar por encima del nivel del suelo, pero aún así deben cumplir todos los requisitos aplicables:





**a. Requisitos generales:**

- Las regulaciones de la División exigen que el propietario/operador se asegure de que el volumen disponible en el tanque (margen de llenado) sea mayor que el volumen de petróleo que se va a transferir al tanque antes de que se realice la transferencia, de conformidad con la Regla .02(3)(b)1. Normalmente, esto se consigue calibrando (pegando) el tanque o verificando el volumen mediante la lectura del inventario impreso de una MAT. Además, otras organismos exigen que la operación de transferencia se monitoree constantemente para evitar el sobrellenado y los derrames, de conformidad con la Regla .02(3)(b)1.
- La prevención de derrame es obligatoria para cada UST que se llene con más de 25 galones de producto a la vez. Consulte la Regla .02(3)(a)2.(ii).
- La prevención de derrame debe evitar la fuga de producto al medioambiente cuando la manguera de transferencia se separa de la tubería de llenado. Consulte la Regla .02(3)(a)1.(i).
- Debe mantenerse libre de cualquier líquido, suciedad, escombros y cualquier otra sustancia que pudiera interferir con la capacidad de prevenir derrames o interferir con su inspección. Consulte la Regla .02(3)(b)3. y 4.



- Todos los recipientes de captación de derrame (cubos de derrame) deben tener una tapa en buen estado para que no entre en contacto con el tapón de llenado. Consulte la Regla .02(3)(b)2.





**OPW 2100C; OPW 2105**  
Aro 16", Tapa 13,75"



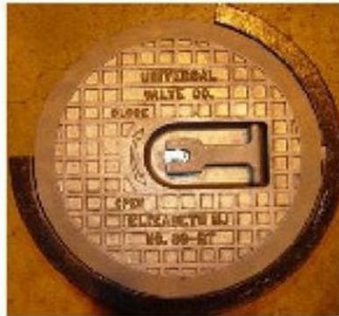
**OPW 4000**  
Aro 16,375", Tapa 13,125"



**EBW 705**  
Aro 17,25", Tapa 14"



**Universal 69RT/71CD**  
Aro 15", Tapa 12,75"



**Pomeco**  
Aro 21", Tapa 17,25"

- Todos los dispositivos de prevención de derrame deben inspeccionarse visualmente cada mes para garantizar que se cumplen los requisitos anteriores. Debe conservarse un registro de estas inspecciones de los últimos 12 meses. Consulte las Reglas .02(3)(b)4. y .02(8)(a)1.(i)(l).

### **b. Instalación**

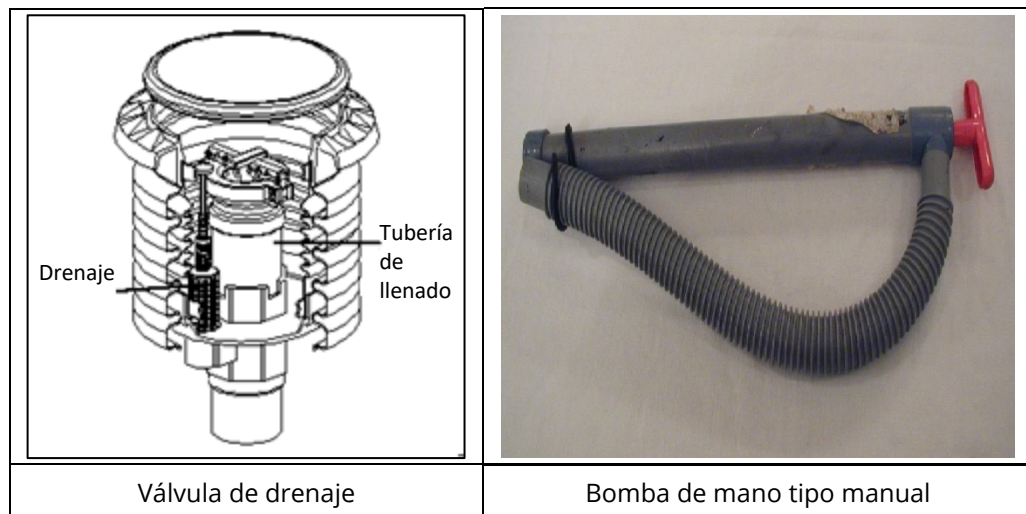
La instalación debe realizarse de conformidad con las prácticas estándar de la industria, como PEI RP-100 o API 1615, las indicaciones de instalación del fabricante y la Regla .02(1).

### **c. Funcionamiento y mantenimiento**

- Mientras el sistema de UST se utilice para almacenar petróleo, los propietarios y/u operadores deberán garantizar que no se produzcan fugas al medioambiente debido a derrames. Consulte la Regla .02(3)(b)1.
- Todos los dispositivos de prevención de derrame deben mantenerse limpios de cualquier sustancia, ya sea líquida (agua, combustible, etc.) o escombros sólidos (tierra, grava, hojas, basura, etc.). Consulte la Regla .02(3)(b)3. Los dispositivos de prevención de derrame fabricados en metal muchas veces están sujetos a una fuerte corrosión que puede acumularse con el tiempo hasta formar una capa gruesa que impide la inspección adecuada de las paredes y el suelo del dispositivo, donde puede haber grietas o agujeros. Debe eliminarse esta corrosión e inspeccionar el dispositivo correctamente. En el siguiente ejemplo, una fuerte corrosión en el interior del dispositivo impidió que se descubrieran los orificios en las inspecciones anteriores:



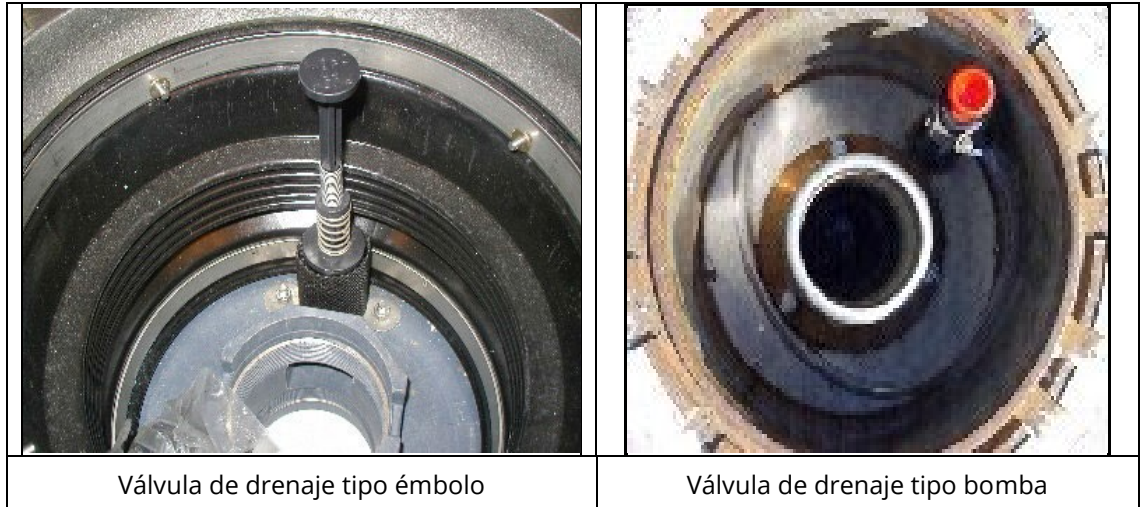
- Si el cubo de derrame cuenta con un mecanismo de drenaje de retorno inferior, debe recibir el mantenimiento adecuado que exige la Regla .02(3)(b)3. Si se permite que se acumule suciedad y escombros, puede impedir que la válvula selle correctamente permitiendo que el agua entre en el tanque a través del recipiente de captación de derrame. Además, si la válvula del mecanismo de drenaje de retorno no sella correctamente, puede interferir con el correcto funcionamiento de la prevención de sobrellenado si se utilizan flotadores de bola.<sup>5</sup> Los mecanismos de drenaje de retorno defectuosos deben repararse, sustituirse o reemplazarse por un tapón para sellar la abertura de la válvula y eliminar cualquier líquido con un bomba manual.<sup>6</sup>



<sup>5</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(3)(a)1.(ii)(III)

<sup>6</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(3)(b)3





**d. Inspección y prueba:**

El equipo de prevención de derrame, incluidos los cubos para derrame, estará sujeto a inspecciones mensuales a partir del 13 de octubre de 2021 de conformidad con la Regla .02(8)(a)1.(i)(l). El propietario/operador debe inspeccionar visualmente los dispositivos de prevención de derrame cada mes para asegurarse de que se cumplen los requisitos anteriores. Debe conservarse un registro de estas inspecciones de los últimos 12 meses<sup>7</sup>.

Durante las inspecciones mensuales de los equipos de prevención de derrame, verifique visualmente si hay daños, retire el líquido o los escombros, verifique si hay obstrucciones en la tubería de llenado y retírelas, verifique el tapón de llenado para asegurarse de que está bien colocado en la tubería de llenado y, en el caso de los equipos de prevención de derrame de doble pared con monitoreo intersticial, verifique si hay fugas en la zona intersticial. Los resultados de la inspección deberían registrarse en el Formulario de inspección de recorrido de las instalaciones mensual/anual (CN-2544) de la División, Sección I.<sup>8</sup>

La integridad de todos los equipos de prevención de derrames se probarán cada tres años a partir del 13 de octubre de 2021 según la Regla .02(3)(c)1.(ii). Sin embargo, si el equipo de prevención de derrame de doble pared se monitorea intersticialmente y se conservan los registros, el equipo no está sujeto a pruebas periódicas cada tres años. Consulte la Regla .02(3)(c)1.(ii). Ya sean de pared simple o doble, **todos los dispositivos de equipos de prevención de derrames de UST recién instalados a partir del 13 de octubre de 2018 se someterán a prueba en el momento de la instalación.** Consulte la Regla .02(3)(c)3.(ii).

<sup>7</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(8)2(b)

<sup>8</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(8)(a)3.



Sello defectuoso

#### e. Informes y conservación de registros:

- Se requieren inspecciones mensuales para todos los dispositivos de prevención de derrames. Los resultados de estas inspecciones deben registrarse en el Formulario de inspección de recorrido de las instalaciones mensual/anual (CN-2544), Sección I. Se conservarán los 12 últimos meses de los formularios de inspección y estarán disponibles a petición de la División. Consulte las Reglas .02(8)2(b) y .02(8)(a)3.
- Deben conservarse los registros de las pruebas periódicas:
  - Cada tres años para los equipos de prevención de derrame y sobrellenado.
  - Para los equipos de prevención de derrame que no se prueben cada tres años, la documentación que muestre que los equipos de prevención son de doble pared y que se monitorean periódicamente con una frecuencia no inferior a la inspección de recorrido. Para efectos de esta sección, la inspección periódica hace referencia a las inspecciones periódicas mensuales contempladas en la Regla .02(3)(c)1.(i). Los registros deben conservarse durante todo el tiempo que el equipo se monitoree periódicamente. Consulte la Regla .02(3)(d).
- Equipo defectuoso:
  - Si en algún momento se detecta un dispositivo de prevención defectuoso, el dispositivo deberá repararse o sustituirse\*. Solamente se podrán realizar reparaciones si lo permite el fabricante del cubo de derrame.
  - Cualquier líquido en el espacio intersticial, para los sistemas de contención secundaria, deberá ser eliminado o investigado inmediatamente.
  - Si se observan indicios de fuga de petróleo, debe notificarse como sospecha de fuga en un plazo de 72 horas de conformidad con las regulaciones de la División.<sup>9</sup>

<sup>9</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.05(1)(a)1.

\* Al propietario/operador se le dará la oportunidad de realizar una prueba de integridad en lugar de la sustitución. Si la prueba de integridad determina que el cubo es impermeable, no será necesario sustituirlo. Las pruebas pueden realizarse de conformidad con la Sección 6 de PEI/RP-1200-12 de “Prácticas recomendadas para las pruebas y verificación de equipos de derrame, sobrellenado, detección de fugas y contención secundaria en las instalaciones de UST” o siguiendo los Procedimientos de prueba hidrostática descritos en el Apéndice 1.

- A veces se derrama combustible al desconectar la manguera de suministro de combustible. Cualquier derrame o sobrellenado de petróleo que supere los 25 galones o cause un brillo en las aguas superficiales cercanas debe notificarse en un plazo de 72 horas. NO es necesario notificar los derrames y sobrellenado a 25 galones que se contengan y se limpien inmediatamente. Consulte la Regla .05(4).
- En el momento de la transferencia de propiedad, incluida, entre otras, la venta de los sistemas de UST, se transferirán al nuevo propietario de los UST los originales y/o copias de todos los documentos necesarios para cumplir los requisitos de notificación y conservación de registros en el momento de la transferencia de propiedad, de conformidad con la Regla .03(2)(d).
- El formulario de Inspección de recorrido de las instalaciones mensual/anual (CN-2544) de la División sustituye a los siguientes formularios individuales:
  - Registro mensual de inspección del cubo de derrame (CN-1286)
  - Formulario de Registro de funcionamiento de la rectificación de 60 días (CN-1282)
  - Registro de inspección trimestral del surtidor (CN-1287)
  - Informe mensual de alarmas de monitoreo intersticial electrónico (CN-1340)

Aunque la División recomienda el uso del formulario de Inspección de recorrido de las instalaciones mensual/anual (CN-2544), la División no prohíbe el uso de estos formularios individuales.

## **6. PREVENCIÓN DE SOBRELLENADO**

Los dispositivos de prevención de sobrellenado exigidos por la Regla .02(3) se instalan en el UST para ayudar a evitar que el tanque se sobrellene durante la entrega del producto. Los dispositivos de prevención de sobrellenado están diseñados para reducir el flujo de producto, detenerlo o alertar al operario durante el suministro antes de que el tanque se llene y se fugue producto al medioambiente.

### **a. Tres tipos comunes de dispositivos de prevención de sobrellenado**

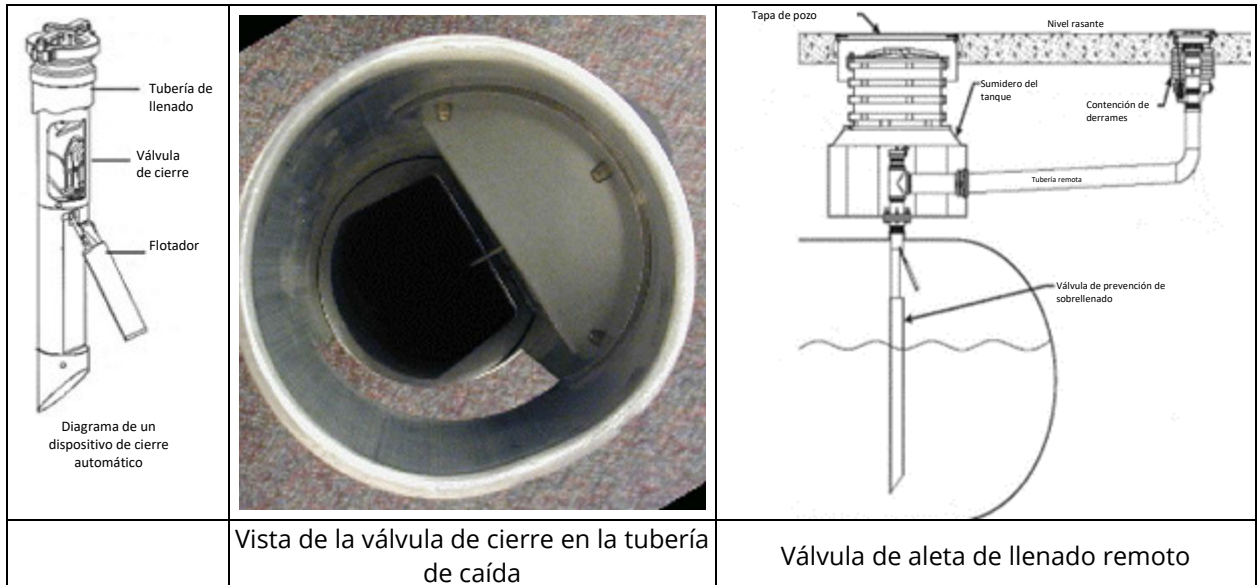
#### **1. Restricción de caudal (válvulas del flotador de bola)**

Una válvula del flotador de bola (también llamada válvula de ventilación de flujo) se encuentra dentro del tanque, donde la línea de ventilación sale del tanque. La válvula del flotador de bola restringe el flujo de vapor del UST a medida que el tanque se acerca al nivel del llenado. A medida que el tanque se llena, la bola de la válvula se eleva, restringiendo el flujo de vapores fuera del UST durante el suministro. El caudal del suministro disminuirá notablemente y deberá alertar a la persona responsable de supervisar el suministro para que lo detenga. Puede ser difícil determinar si este dispositivo está presente o no debido a su ubicación.



## 2. Cierre automático (válvula de aleta):

En la tubería de llenado del tanque hay un dispositivo de cierre automático. Al mirar por la tubería de llenado, aparecerá como una línea que corta la tubería de llenado (o una forma de "media luna" en la tubería de llenado). El dispositivo de cierre automático ralentiza y finalmente detiene el flujo de producto durante el suministro cuando el producto ha alcanzado un determinado nivel en el tanque.



## 3. Alarmas de sobrellenado (alarmas sonoras/visibles de alto nivel)

Una alarma de sobrellenado utiliza un sensor conectado normalmente a un dispositivo de monitoreo, como un medidor automático de tanques (MAT). Cuando el combustible del tanque alcanza un nivel predeterminado, se activa una alarma sonora/visual. **La alarma proporciona una advertencia que debe ser vista u oída (o ambas cosas) por la persona que suministra el producto cuando el tanque está a punto de llenarse.**<sup>10</sup> El aviso se activa cuando el UST se aproxima a la capacidad del tanque y advierte al repartidor para que detenga el suministro. Cuando se activa la alarma, el repartidor debe detener inmediatamente el flujo de producto hacia el tanque.



<sup>10</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(3)(a)(1).(ii)(III)



## **b. Requisitos generales:**

- Las regulaciones de la División exigen que el propietario/operador se asegure de que el volumen disponible en el tanque (merma) sea mayor que el volumen de petróleo que se va a transferir al tanque antes de que se realice la transferencia. Consulte la Regla .02(3)(b)1. Normalmente, esto se consigue calibrando (pegando) el tanque o verificando el volumen mediante la lectura del inventario impreso de una MAT. Además, otros organismos exigen que la operación de transferencia se monitoree constantemente para evitar el sobrellenado y los derrames.
- La prevención de sobrellenado es obligatoria para cada UST que se llene con más de 25 galones de producto a la vez, de conformidad con la Regla .02(3)(a)2.(ii). Todos los dispositivos de prevención de sobrellenado deben instalarse de acuerdo con las indicaciones del fabricante, incluido la rutina de mantenimiento para su funcionamiento, de conformidad con la Regla .02(1)(b).
- Requisitos para los tres tipos comunes de dispositivos de prevención de sobrellenado:
  - 1) Dispositivos de cierre automático (es decir, válvulas de aleta) permitidos por la Regla .02(3)(a)1.(ii)(I), que cierran el flujo de producto al tanque cuando este no tiene más del noventa y cinco por ciento (95 %) o,
  - 2) Dispositivos de restricción del flujo (es decir, flotadores de bola), permitidos por la Regla .02(3)(a)1.(ii)(II), que avisan al operador de la transferencia cuando el tanque no tiene más del noventa por ciento (90 %) restringiendo el flujo hacia el tanque o activando una alarma de alto nivel o,
  - 3) Dispositivos sonoros o visuales permitidos por la Regla .02(3)(a)1.(ii)(III), que restrinjan el flujo treinta (30) minutos antes del sobrellenado, alerten al operador con una alarma de nivel alto un (1) minuto antes del sobrellenado o cierren automáticamente el flujo hacia el interior del tanque de modo que ninguno de los accesorios situados en la parte superior del tanque quede expuesto al producto debido al sobrellenado. Asimismo, consulte el 40 CFR Parte 280 para conocer los requisitos específicos que aparecen en la regulación federal.

Los limitadores de caudal en los tubos de ventilación no podrán utilizarse en las instalaciones nuevas a partir del 13 de octubre de 2018. Los limitadores de caudal en los tubos de ventilación que se encuentren defectuosos a partir del 13 de octubre de 2021 deberán sustituirse por otra forma de prevención de sobrellenado. Consulte las Reglas .02(3)(a)3 y .02(3)(c)3.

## **c. Instalación:**

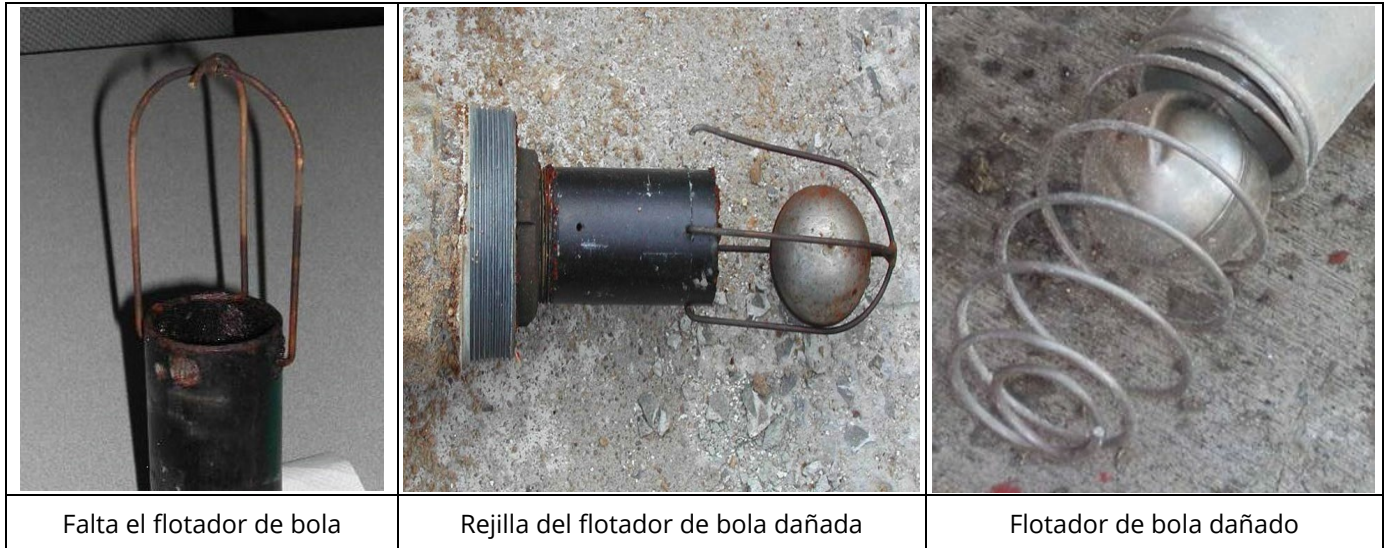
La instalación debe realizarse de conformidad con las indicaciones de instalación del fabricante, que a menudo incluyen prácticas estándar de la industria como la PEI RP-100 o API 1615.<sup>11</sup>

## **d. Funcionamiento y mantenimiento:**

- Mientras el sistema de UST se utilice para almacenar petróleo, los propietarios y/u operadores deberán garantizar que no se produzcan fugas al medioambiente debido al sobrellenado, de conformidad con la Regla .02(3)(b)1.

---

<sup>11</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(1)



- Las alarmas de nivel alto deben colocarse de modo que el operador de transferencia pueda ver **y/o** escuchar la alarma.<sup>12</sup>
- **Restricciones de funcionamiento:**<sup>13</sup> para funcionar correctamente, las válvulas del flotador de bola requieren que los accesorios de la parte superior del tanque sean herméticos al vapor. Las válvulas del flotador de bola no pueden utilizarse si se da alguna de las siguientes condiciones:
  - 1) Se utilizan tuberías de succión (si el tanque está sobrellenado, puede fugarse combustible a través del eliminador de aire del surtidor)
  - 2) Entregas presurizadas (el tanque podría sobrepresurizarse)
  - 3) Se utilizan rellenos remotos
  - 4) Se utiliza la etapa I Coaxial de recuperación de vapores
  - 5) En los tanques de generadores de emergencia con sistemas de succión



<sup>12</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(3)(a)(1).(ii)(III)

<sup>13</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(1)(b) y .02(3)(b)1.

### e. Inspección:

- Todos los equipos de prevención de sobrellenado deben inspeccionarse al menos una vez cada tres años. Consulte la Regla .02(3)(a)4. Como mínimo, la inspección debe garantizar que el equipo de prevención de sobrellenado esté configurado para activarse en el nivel correcto y que se activará cuando el petróleo alcance ese nivel. Consulte la Regla .02(3)(c)2.
- Deben utilizarse los cuadros de tanques para realizar los cálculos correctos en las inspecciones y pruebas de sobrellenado. Los cuadros de tanques pueden obtenerse del fabricante del tanque, calcularse a partir de los registros de inventario (MAT o CEI) o generarse utilizando el sitio web de un fabricante.

Si el propietario de un tanque opta por instalar una válvula de aleta además de un flotador de bola, debe ajustarse para que se active a un nivel de cierre inferior al del flotador de bola, de acuerdo con la norma PEI RP-100. Además, la regla PEI RP-100 especifica que no se utilicen válvulas de flotador de bola cuando se instalen válvulas de aleta.<sup>14</sup>

### f. Informes y conservación de registros:

- Registros que debe mantener el propietario/operador:
  - 1) Documentos de la instalación del flotador de bola,<sup>15</sup> si procede (consulte el requisito anterior).
  - 2) Cualquier registro como la sustitución de flotadores de bola por válvulas de aleta o reparaciones de la alarma sonora/visual. Estos registros deben conservarse durante la vida operativa del sistema de UST.<sup>16</sup>
  - 3) Los registros de las pruebas periódicas deben conservarse durante tres años. Consulte la Regla .02(3)(d).
- Si en algún momento se detecta un dispositivo de sobrellenado defectuoso, el dispositivo deberá repararse o sustituirse, de conformidad con las Reglas .02(3)(b)1. y .02(7)(a) y (f). Los limitadores de caudal de los tubos de ventilación no podrán repararse ni sustituirse cuando se compruebe que están defectuosos. Consulte la Regla .02(3)(a)3.
- A veces se derrama combustible cuando se sobrellena el tanque. Cualquier derrame o sobrellenado de petróleo que supere los 25 galones o cause un brillo en las aguas superficiales cercanas debe notificarse en un plazo de 72 horas. NO es necesario notificar a la División los derrames y sobrellenado de 25 galones que se contengan y se limpien inmediatamente. Consulte la Regla .05(4).



Un tanque sobrellenado puede provocar una fuga por el tubo de ventilación

<sup>14</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.02(1)(b) y .02(3)(b)1.

<sup>15</sup> Requerido por la Regla 0400-18-01-.03(2)(b)2

<sup>16</sup> Requerido por las Reglas 0400-18-01-.03(2)(b)8. y .02(7)(h)

## **Referencias:**

“Sistemas de UST de EPA: Inspección y mantenimiento de sumideros y cubos de derrame”

“Prácticas recomendadas para la instalación de sistemas de almacenamiento subterráneo de líquidos”, PEI/RP-100

“Instalación de sistemas de almacenamiento subterráneo de petróleo”, API 1615

“Prácticas recomendadas para la prueba y verificación de equipos de derrame, sobrellenado, detección de fugas y contención secundaria en instalaciones de UST”, PEI/RP-1200-12

## **APÉNDICES**

1. Procedimiento de prueba hidrostática del dispositivo de prevención de derrames (CN-1366)
2. Prueba de funcionamiento de prevención de sobrellenado (CN-2584)

## APÉNDICE 1: Procedimiento de prueba hidrostática del dispositivo de prevención de derrames

Debe realizarse una prueba en cada dispositivo de prevención de derrame (dispositivo) en la instalación inicial. La prueba debe realizarse durante una (1) hora como mínimo. Durante este tiempo, no se podrán realizar entregas en esta tubería de llenado. La prueba debe realizarse solamente durante un tiempo en el que no haya posibilidad de precipitaciones, ya que las inclemencias del tiempo harían que el agua del dispositivo aumentara en una cantidad desconocida. Si se observan daños evidentes como grietas, agujeros o un sello defectuoso, el cubo de derrame no puede probarse.

**NOTA: Todos los dispositivos de prevención de derrames, independientemente de su diseño (es decir, algunos dispositivos de prevención de derrame pueden no ser un “cubo de derrame” convencional), requieren la prueba inicial. Sin embargo, este procedimiento no se aplica a las zonas con bermas utilizadas como prevención de derrames. Estas zonas están sujetas a inspección visual y cualquier grieta o defecto detectado debe repararse inmediatamente.**

### A. Antes de la prueba:

1. Se utilizará agua y una cinta métrica capaz de medir hasta un octavo de pulgada. Si no se dispone de una cinta métrica, puede utilizarse pintura en spray o un rotulador indeleble.
2. Asegúrese de que el dispositivo esté vacío y limpio.
3. Asegúrese de que cualquier válvula de drenaje esté completamente cerrada. Si la válvula de drenaje no sella correctamente, deberá repararse antes de realizar la prueba. Una válvula de drenaje con fugas puede resultar en una prueba fallida.
4. El tapón de llenado debe sellar correctamente o sustituirse para evitar cualquier filtración de agua superficial al tanque.

### B. Realización de la prueba:

1. Con un rotulador indeleble, marque el interior del cubo de derrame a un nivel que esté ligeramente por debajo de la parte superior del tapón en el elevador de llenado.
2. Llene el cubo de derrame con agua hasta el nivel de la marca.
3. Deje reposar el agua durante al menos una (1) hora.
4. Mida la diferencia del nivel del agua con una cinta métrica con una precisión de un octavo de pulgada. Si no se detecta ningún cambio, la prueba puede darse por terminada.
5. Vacíe y limpie el cubo de derrame.
6. Al final de la prueba, el agua puede reutilizarse para pruebas adicionales o debe desecharse adecuadamente.

### C. Resultados:

Si el nivel de agua en el cubo disminuye hasta un octavo de pulgada o más, es posible que el cubo tenga fugas. Determine si el cubo de derrames puede repararse (si lo permite el fabricante del cubo de derrames). Si no es así, debe sustituirse. Si el cambio de nivel de agua en el cubo de derrame es menor que un octavo de pulgada, el cubo de derrame aprueba la prueba. Registre los resultados de la prueba en el formulario del APÉNDICE 3, Informe de la prueba hidrostática del dispositivo de prevención de derrames, CN-1366.

### D. Informes y conservación de registros:

El registro de la prueba debe conservarse hasta la siguiente prueba o hasta que se sustituye el cubo de derrame. El propietario/operador notificará a la División en un plazo de 72 horas antes de cualquier sustitución. Esto permitirá que un inspector de la División esté presente para determinar si se ha producido un impacto medioambiental y si será necesaria una inspección en el lugar. Solamente se podrán realizar reparaciones si lo permite el fabricante del cubo de derrame.



ESTADO DE TENNESSEE  
 DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN  
 DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO  
 William R. Snodgrass Tennessee Tower  
 312 Rosa L. Parks Avenue, 12th Floor  
 Nashville, TN 37243

**INFORME DE LA PRUEBA HIDROSTÁTICA DEL DISPOSITIVO DE PREVENCIÓN DE DERRAMES**

- Este formulario debe utilizarse junto con el **Capítulo técnico 4.2 de PREVENCIÓN DE DERRAME Y SOBRELLENADO**. APÉNDICE 1: "Procedimiento de prueba hidrostática del dispositivo de prevención de derrames".
- Si en algún momento se detecta un dispositivo de prevención de derrame defectuoso, el dispositivo deberá repararse o sustituirse. Solamente se podrán realizar reparaciones si lo permite el fabricante del cubo de derrame.
- Si se observan indicios de fuga de petróleo, debe notificarse como sospecha de fuga en un plazo de 72 horas de conformidad con las regulaciones de la División.

**I. INFORMACIÓN DE LA INSTALACIÓN DE UST**

**II. INFORMACIÓN DEL PROPIETARIO**

N.º de ID de la instalación del UST:		Nombre de la empresa:		
Nombre de la instalación:		Dirección:		
Dirección:		Ciudad:	Estado:	Código postal:
Ciudad:	País:	Número de teléfono:		

**III. INFORMACIÓN DEL EVALUADOR**

Nombre:		Dirección de la empresa:		
Título/posición:		Ciudad:	Estado:	Código postal:
Nombre de la empresa:		Número de teléfono:		

**IV. RESULTADOS DE LA PRUEBA**

ID del dispositivo de derrame	Lectura inicial 1/8 pulgadas = 0,125 pulgadas	Lectura final (espere al menos una hora)	Diferencia (>0,125 pulgadas (1/8 pulgadas) es igual a REPRUEBA)	Aprueba/Reprueba
Ejemplo: Tanque 1A Premium	8 1/4 pulg.	8 1/4 pulg.	0 pulg.	Aprueba
Ejemplo: Tanque 2A Diésel	7 1/2 pulg.	7 pulg.	1/2 pulg.	Reprueba

**NOTA: Utilice tantas copias de este formulario como necesite. Cada ejemplar deberá ir firmado como se indica a continuación.**

Firma del evaluador: \_\_\_\_\_  
 Fecha: \_\_\_\_\_

Nombre impreso del evaluador: \_\_\_\_\_

## **APÉNDICE 2: Prueba de funcionamiento de prevención de sobrellenado**





**PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO  
 DE PREVENCIÓN DE  
 SOBRELLENADO DEL UST**

- Se requiere la inspección de todos los dispositivos de sobrellenado en el momento de la instalación y, a partir de entonces, al menos una vez cada 3 años.
- En ausencia de un procedimiento reconocido por la industria o de una práctica recomendada por el fabricante, puede utilizarse el "Procedimiento de inspección de dispositivos de sobrellenado de UST".
- Las válvulas de flotador de bola deben sustituirse por un método de sobrellenado diferente si se detecta que el dispositivo no funciona o está sujeto a una altura de activación incorrecta.
- Todos los dispositivos de prevención de sobrellenado instalados después del 13 de octubre de 2018 deben ser dispositivos de cierre automático o alarma electrónica.

**Instalación del UST**

**Persona que realiza la evaluación**

Nombre de la instalación	N.º de ID de la instalación del UST	Nombre del inspector	Fecha de la inspección
Dirección de la instalación		Empresa	
Ciudad	Condado	Correo electrónico	Número de teléfono
Propietario del UST		Firma	Fecha

Resultados de las evaluaciones del año		Fecha de la próxima prueba			
N.º de identificación del tanque de notificación de la División y producto almacenado en el UST					
Volumen del tanque (galones)					
Diámetro del tanque (pulgadas)					
Dispositivo de sobrellenado presente		<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
Fabricante del dispositivo de sobrellenado					
Modelo de dispositivo de sobrellenado					
El dispositivo es nuevo		<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
Dispositivo en buen estado (observe los criterios en el procedimiento de inspección)		<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
Válvula de flotador de bola	Todos los racores accesibles de la parte superior del tanque están ajustados	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
	El tanque NO tiene instalado una tubería de succión o de sifón del tanque	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
	Las tuberías de caída estándar están instaladas y en buen estado	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
	Longitud de la válvula de flotador de bola (pulgadas)				
	Altura de la vía de acceso superior del tanque (si procede) (pulgadas)				
	Distancia por debajo de la parte superior del tanque a la que está ajustada la válvula de flotador de bola (pulgadas)				
	Indique la capacidad del tanque cuando se produce una restricción del caudal (%)				
Dispositivo de tubería de caída	El cierre completo se produce por debajo de cualquier flotador de bola del tanque	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
	Ensamblaje y todas las juntas en buen estado	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
	Longitud del tubo superior hasta el "punto de referencia" (pulgadas)				
	Longitud del tubo elevador de llenado (desde la posición del asiento a la parte superior del tanque) (pulgadas)				
	Altura de la vía de acceso superior del tanque (si procede) (pulgadas)				
	Distancia por debajo de la parte superior del tanque donde se encuentra el "punto de referencia" (pulgadas)				
	Distancia entre el punto de referencia y el punto de cierre completo				
Indique la cantidad del tanque cuando se produce el cierre completo (2 <sup>da</sup> etapa) (%)					
Alarma electrónica	La alarma es sonora y visible para el repartidor	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
	Distancia por debajo de la parte superior del tanque a la que está ajustada la alarma electrónica (pulgadas)				
	Indique la capacidad del tanque cuando se produce la alarma (%)				
	Se adjunta impresión de la MAT	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
<b>Resultado de la evaluación (Aprueba/Reprueba)</b>					

**Comentarios:**

- Los métodos alternativos incluyen: válvulas de flotador de bola de precisión que se adjuntan para restringir el flujo a una altura mayor que el 90 % de la capacidad del tanque o dispositivos de tubería de caída que se ajustan para cortar completamente el flujo a una altura mayor que el 95 % de la capacidad del tanque.
- Cualquier dispositivo que utilice un Método alternativo debe haber completado la página 2 de este formulario antes del 13/10/2021. No se permitirá aprobar ningún dispositivo utilizando el Método alternativo si no ha completado el formulario para un (dispositivo) con fecha anterior al 13/10/2021.

**Evaluación con método alternativo con formulario de prueba de prevención de sobrellenado de UST**

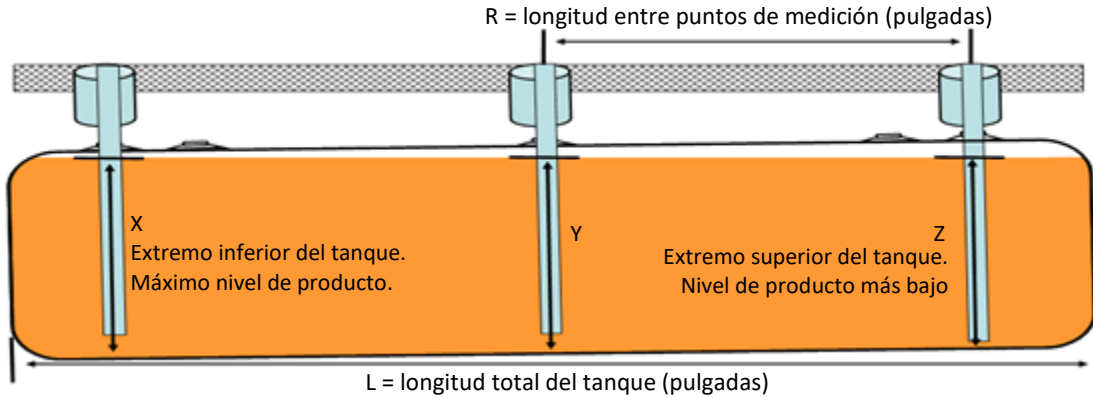
**El método alternativo no puede utilizarse si:**

- a.) El volumen del tanque es menor a 4000 galones o el dispositivo de sobrellenado se instaló después del 13/10/2018.
- b.) Si no se puede determinar la inclinación total del tanque.
- c.) Si alguno de los "Resultados del método alternativo" aplicables está marcado como "NO".

**Número de ID de la instalación:**

**Fecha de inspección:**

**Diagrama y ecuaciones de referencia (producto calibrado en dos aberturas distintas)**



Inclinación total del tanque = (Diferencia entre niveles de producto) \* (L/R)

Deflexión del tanque = Diámetro del tanque del cuadro de tanque (-). El diámetro medido del tanque

Merma (pulgadas) en el extremo inferior cuando el dispositivo está en el extremo superior = Distancia por debajo de la parte superior del tanque en el extremo superior (-) Inclinación del tanque (-) Deflexión

Merma (pulgadas) en el extremo inferior cuando el dispositivo está en el centro = Distancia por debajo de la parte superior del tanque en el centro del tanque (-). Inclinación de la mitad del tanque (-) Deflexión

**Determinación de la inclinación del tanque**

<b>Método para determinar la inclinación del tanque</b>	<input type="checkbox"/> Nivel de producto medido en dos aberturas separadas del tanque	<input type="checkbox"/> Elevación de cada extremo del tanque medido con un nivel
	<input type="checkbox"/> Medido con un inclinómetro de tanque	<input type="checkbox"/> Otro (especificar):

**Identificación del tanque (producto almacenado)**

<b>¿La capacidad del tanque es mayor a 4000 galones?</b>	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
<b>Se puede determinar la inclinación del tanque</b>	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
Longitud total del tanque (L) (pulgadas)				
Longitud entre puntos de medición (R) (pulgadas)				
Nivel de producto medido en "X" (pulgadas)				
Nivel de producto medido en "Y" (pulgadas)				
Nivel de producto medido en "Z" (pulgadas)				
Diferencia entre niveles de producto (pulgadas)				
<b>Inclinación total del tanque (pulgadas)</b>				

**Determinación de la deflexión del tanque**

Diámetro del tanque tal como aparece en el cuadro de tanques (pulgadas)				
Diámetro del tanque medido (pulgadas)				
<b>Deflexión del tanque (pulgadas)</b>				

**Cálculo se la posición y merma del dispositivo**

<b>Tipo de dispositivo: (Flotador de bola o tubería de caída)</b>	<input type="checkbox"/> F.B. <input type="checkbox"/> T.C.	<input type="checkbox"/> F.B. <input type="checkbox"/> T.C.	<input type="checkbox"/> F.B. <input type="checkbox"/> T.C.	<input type="checkbox"/> F.B. <input type="checkbox"/> T.C.	
<b>El dispositivo de sobrellenado está instalado en</b>	Extremo inferior (posición "X")	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Centro (posición "Y")	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Extremo superior (posición "Z")	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Distancia del dispositivo por debajo de la parte superior del tanque en el extremo inferior del tanque (pulgadas)					
<b>Merma (galones):</b> (basado en la profundidad del dispositivo por debajo de la parte superior del tanque en el extremo inferior del tanque)					

**Resultados del método alternativo (marque lo que corresponda)**

Las tapas de los tanques múltiples <b>O</b> los dispositivos de sobrellenado instalados en ellas parecen estar nivelados entre sí	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
El flotador de bola es de tipo "precisión" y la restricción inicial se produce 30 minutos antes de que se mojen los accesorios superiores del tanque.	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
El dispositivo de tubería de caída es un dispositivo de "Etapa 2" y el cierre completo se produce antes de que se mojen los accesorios superiores del tanque. (Merma de al menos 1 pulgada requerida).	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No

**Inspección por método alternativo (Aprueba/Reprueba)**

## Procedimiento general de inspección y cuadro de conversión

### Procedimiento de inspección del dispositivo de prevención de sobrellenado

Válvula de flotador de bola	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Retire la tapa o el racor del elevador del flotador de bola. Retire el flotador de bola e inspeccione visualmente su estado. (Que la bola no tenga agujeros ni grietas y se mueva libremente en la rejilla. Verifique que el orificio de ventilación de la tubería está abierto y cerca de la parte superior del tanque).</li> <li>2. Asegúrese de que todos los accesorios del elevador superior del tanque estén en buenas condiciones y parezcan herméticos al vapor, con la tapa del elevador de la MAT.</li> <li>3. Asegúrese de que las tuberías de caída "estándar" están correctamente instaladas en la tubería de caída de llenado del tanque y en buen estado, sin agujeros visibles.</li> <li>4. Mida y registre la distancia desde la parte superior del tanque hasta donde se asienta el flotador de bola (donde se produce la restricción de flujo). Utilice los cuadros del tanque para verificar que el dispositivo de flotador de bola tiene la longitud adecuada para restringir el flujo al 90 % de la capacidad del tanque.</li> <li>5. Vuelva a instalar la válvula de flotador de bola de conformidad con las indicaciones de instalación del fabricante.</li> </ol>
Dispositivo de tubería de caída	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Retire el tapón de llenado del tanque y confirme Visualmente que el adaptador de llenado hermético del elevador de llenado está ajustado y en buenas condiciones.</li> <li>2. Retire la tubería de caída del tanque a menos que el fabricante proporcione un método alternativo.</li> <li>3. Verifique el estado del dispositivo. El flotador o flotadores se mueven libremente sin atascarse, el obturador se desplaza hacia el paso del caudal y la válvula de derivación de la tubería de caída está abierta, libre de obstrucciones y no está desviada por otro orificio de la tubería superior.</li> <li>4. Asegúrese de que el conjunto de la tubería de caída está en buenas condiciones y de que todas las juntas y sellos necesarios están en su sitio.</li> <li>5. Mida y registre la distancia desde la parte superior del tanque hasta el lugar donde se produce el cierre completo. Utilice los cuadros del tanque para verificar que el dispositivo de la tubería de caída está ajustado para cortar el flujo al 95 % de la capacidad del tanque. Si el flotador de bola está presente (con o sin una bola funcional), complete el procedimiento de inspección de la válvula de flotador de bola y la página 2 para verificar que el punto de restricción o tubo está por encima de donde ocurre el cierre completo.</li> <li>6. Vuelva a instalar el dispositivo de la tubería de caída de conformidad con las indicaciones de instalación del fabricante.</li> </ol>
Alarma electrónica	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Retire el dispositivo de alarma electrónica del tanque e inspecciónelo visualmente para detectar posibles daños o corrosión.</li> <li>2. Asegúrese de que el dispositivo funciona correctamente provocando una condición de alarma de sobrellenado (por ejemplo, deslice el flotador hacia arriba).</li> <li>3. Utilice los cuadros de tanques para asegurarse de que el dispositivo de alarma electrónica se activa al 90 % de la capacidad del tanque.</li> <li>4. Asegúrese de que la alarma sea sonora y visible por el repartidor como alarma de sobrellenado.</li> <li>5. Vuelva a instalar el dispositivo de alarma electrónica de conformidad con las indicaciones de instalación del fabricante.</li> <li>6. Adjunte la impresión de la alarma electrónica (si procede) de la MAT que muestre las alarmas de sobrellenado que se produjeron durante las pruebas.</li> </ol>

Cuadro de conversión de fracciones a decimales (pulgadas)	
<b>1/8</b>	<b>0,125</b>
<b>1/4</b>	<b>0,25</b>
<b>3/8</b>	<b>0,375</b>
<b>1/2</b>	<b>0,5</b>
<b>5/8</b>	<b>0,625</b>
<b>3/4</b>	<b>0,75</b>
<b>7/8</b>	<b>0,875</b>

## Guía adicional para la inspección de dispositivos de prevención de sobrellenado

La siguiente guía se incluye para ayudarle tanto a realizar la inspección trienal como a completar correctamente el formulario. A continuación se ofrece una guía sobre las preguntas más frecuentes en relación con este procedimiento de prueba y cómo debe registrarse en este formulario. En todos los casos, para inspeccionar los dispositivos deben utilizarse las prácticas recomendadas por la industria o las indicaciones del fabricante.

**Nota:** Recientemente el OPW ha revisado su procedimiento de instalación para los dispositivos de sobrellenado tipo de tipo aleta modelo 71-SO. Se añadió el Apéndice C. El personal de OPW confirmó que estas medidas también eran aplicables a las válvulas del modelo 61-SO y que las indicaciones para las válvulas del 61-SO se revisarán en breve. Revise el Apéndice C antes de intentar rellenar este formulario para todos los dispositivos de tipo aleta de OPW.

- 1.) **Identificación del tanque** (producto almacenado): etiquete el tanque donde está instalado el dispositivo. (Ej.: E-10 Regular, Premium, etc.)
- 2.) **Volumen del tanque** (galones): indique el volumen real del tanque o compartimento. El volumen indicado en el gráfico del tanque corresponde al 100 % de su capacidad.
- 3.) **Diámetro del tanque (pulgadas)**: indique el diámetro del tanque o compartimento que aparece en el cuadro de tanques.
- 4.) **Fabricante del dispositivo de sobrellenado**: indique el fabricante del dispositivo. (Ej.: OPW, FFS, EMCO)
- 5.) **Modelo del dispositivo de sobrellenado**: indique el modelo del dispositivo de sobrellenado (Ej.: 61-SO, 71-SO, Auto Limiter, Defender)
- 6.) **Dispositivo nuevo**: si va a instalar un dispositivo nuevo o si sabe que el dispositivo se ha instalado recientemente, marque esta casilla como "Sí". Todos los dispositivos instalados después del 05/10/2018 no pueden utilizar un método alternativo y deben ser dispositivos de tubería de caída configurados con cierre completo al 95 % o alarma electrónica configurada al 90 %.
- 7.) **Dispositivo en buen estado**: observe los criterios específicos enumerados en la sección de procedimientos de inspección. El estado NO se limita solamente a esos criterios. Si tiene dudas sobre el funcionamiento del dispositivo, usted debería contactar al fabricante del dispositivo para obtener más información y/o dejar el dispositivo. (Ej.: Si no cree que obturador flotará en el combustible debido a la corrosión u óxido excesivos)
- 8.) **Inspección de la válvula de flotador de bola**:
  - a. **Todos los racores accesibles de la parte superior del tanque están ajustados**: usted debe inspeccionar visualmente todas las tuberías de elevación accesibles y/o componentes sobre el tanque en busca de agujeros. (Esto incluye: el tubo de ventilación del detector de fugas de la tubería, la válvula de drenaje del cubo de derrame, la tubería de elevación en la que está instalada la BTS, todas las tapas adicionales de la tubería de elevación (si son accesibles) y el racor/tapón de la MAT de la tapa que sella el cableado a la sonda dentro del tanque). Cualquier problema observado que no pueda solucionarse antes de dejar el lugar resultará en una inspección fallida del dispositivo de flotador de bola.
  - b. **El tanque no tiene una línea de succión o sifón instalada**: si el tanque tiene una línea de sifón o la tubería es de succión, entonces la válvula de flotador de bola no puede ser utilizada como prevención de sobrellenado.
  - c. **Las tuberías de caída estándar están instaladas y en buen estado**: esto se refiere a la tubería de caída estándar (tipo de no sobrellenado) que se instala en la tubería elevadora de llenado. El tubo estándar debería inspeccionarse visualmente en busca de agujeros, corrosión excesiva, tornillos faltantes o sueltos (juego de placa de conexión), sellos y adaptadores de llenado ajustados y sueltos. Cualquier problema observado que no pueda solucionarse antes de dejar el lugar resultará en una inspección fallida del dispositivo de flotador de bola.
  - d. **Longitud de la válvula de flotador de bola** (pulgadas): con el flotador de bola retirado del tanque, mida la longitud del flotador de bola desde donde se asienta la bola (o se asentaría) hasta la parte superior de la boquilla de acero. (Está midiendo la longitud del tubo de acero/boquilla hasta el punto en que se enrosca en el adaptador. El adaptador situado encima de la boquilla tiene un juego adicional de roscas que se utiliza para enroscar en el racor de extracción del flotador de bola, pero no son las roscas a las que hay que medir).
  - e. **Altura de la parte superior del tanque (si procede)(pulgadas)**: si la válvula de flotador de bola (con o sin una bola

operativa) se instala en una vía de acceso superior del tanque, debería considerarse la altura. Mida la altura de la parte superior del tanque en pulgadas e informe en consecuencia. Si la válvula de flotador de bola NO está instalada en la vía de acceso superior del tanque, entonces la altura es de cero (0) pulgadas por encima de la parte superior del tanque.

- f. **Distancia debajo de la parte superior del tanque a la que está ajustada la válvula de flotador de bola** (pulgadas): debería restar la “altura de la vía de acceso superior del tanque” de la longitud de la válvula de flotador de bola. Eso le dará la profundidad por debajo de la parte superior del tanque en la que se produce la restricción. Si el flotador de bola NO está instalado en una vía de acceso, entonces la distancia por debajo de la parte superior del tanque es la misma que la longitud de la válvula de flotador de bola en pulgadas. Si este número es Negativo (-), el dispositivo no está instalado debajo de la parte superior del tanque y el dispositivo reprueba esta inspección.
- g. **Indicar la capacidad del tanque cuando se produce una restricción del caudal (%)**: utilice el cuadro de tanques adecuado para encontrar el volumen correspondiente a la distancia medida por debajo de la parte superior del tanque en la que está colocada la bola. Indique el % de capacidad a la que se produce la restricción inicial. **(NOTA:** Si el % NO es del 90 % o menos, entonces la 2<sup>da</sup> página de este formulario para “Métodos alternativos” debe completarse en su totalidad si APRUEBA el dispositivo).

## 9.) Inspección del dispositivo bajo la tubería de caída:

- a. **El cierre completo se produce por debajo de cualquier flotador de bola en el tanque:** esto incluye un dispositivo de flotador de bola operativo y boquillas de flotador de bola donde la bola no está presente. Debe abrir e inspeccionar todos los elevadores superiores del tanque para detectar la presencia de un dispositivo de flotador de bola. Si el dispositivo no está presente, responda “Sí” a esta pregunta.  
Si el dispositivo está presente, debe medir su profundidad por debajo de la parte superior del tanque y registrar esa medida en la sección “Válvula de flotador de bola”. **(NOTA:** Si no se inspeccionan los dispositivos de flotador de bola o no se registran las mediciones en este formulario, los resultados de la prueba pueden rechazarse). Para determinar “Sí” o “No” debe completar la página 2 de “Evaluación del método alternativo” tanto para la válvula de flotador de bola o boquilla Y el dispositivo de la tubería de caída. Utilice la “distancia calculada del dispositivo por debajo de la parte superior del tanque en el extremo inferior del tanque (pulgadas) para determinar su respuesta a esta pregunta. Si no se puede acceder a la válvula de flotador de bola, debe responder a esta pregunta como “NO” hasta que pueda acceder/verificar. Una respuesta “NO” a esta pregunta debería resultar en un Reprueba de la inspección del dispositivo para el tanque.  
El punto de cierre completo en el dispositivo de la tubería de caída debe estar por debajo de donde la bola se asienta (o se asentaría) en la válvula de flotador de bola. Esto es fundamental para el funcionamiento del dispositivo de la tubería de caída. (En todos los casos, debe respetarse la profundidad máxima permitida por los fabricantes del flotador de bola. Para los dispositivos de las tuberías de caída de OPW, la corriente máxima permitida es de 6 pulgadas. Para los dispositivos de las tuberías de caída de Franklin Fueling Systems, la corriente máxima permitida es de 3 pulgadas).
- b. **Juntas de ensamblaje/sellos en buen estado:** esto incluye, pero no se limita a: la junta entre el tubo superior y el elevador de llenado del tanque, la junta de la válvula de asiento que se desplaza hacia la trayectoria del flujo durante el suministro y las juntas entre el tubo superior y el cuerpo del dispositivo. Para que los dispositivos de la tubería de caída restrinjan el caudal a aproximadamente 5 gpm y permitan el tiempo suficiente para que el repartidor cierre flujo de combustible en el tanque, la tubería superior debe ser hermética a los líquidos y vapores. Cualquier desviación en la tubería superior resultará en un flujo de combustible más rápido en el tanque después de que se produzca la restricción y no permitirá que el dispositivo de la tubería de caída cierre completamente el flujo de combustible en el tanque.
- c. **Longitud de la tubería superior hasta el “Punto de referencia”** (pulgadas): con el dispositivo de la tubería de caída eliminado del tanque, mida la distancia de la tubería superior al “punto de referencia” en pulgadas.  
El “punto de referencia” es la posición en el dispositivo de la tubería de caída utilizado para determinar donde se produce el cierre completo (2<sup>da</sup> etapa). En algunos modelos, la ubicación del “punto de referencia” puede ser la misma en la que se produce el apagado completo (2<sup>da</sup> etapa). Para los dispositivos de OPW, el “punto de referencia” se encuentra en la juntura donde el tubo superior se une con el dispositivo, sin embargo, este NO es el mismo lugar en el que se produce la Etapa 2. Simplemente es el punto de referencia utilizado para determinar la ubicación de la Etapa 2). (Para los dispositivos en los que el 95 % está marcado en el dispositivo, la marca suele ser tanto el punto de referencia como el punto en el que se produce el apagado completo).
- d. **Longitud de la tubería de elevación de llenado** (posición de asiento a la parte superior del tanque) (pulgadas): determine la ubicación en el elevador de llenado donde se asienta la tubería superior. (Por lo general, esta es la parte superior de la tubería ascendente debajo del adaptador de llenado hermético) Mida desde esa posición de asiento hasta la parte superior del tanque para determinar la longitud de la tubería de elevación de llenado en pulgadas.
- e. **Altura de la vía de acceso superior del tanque** (si procede) (pulgadas): si el dispositivo de la tubería de caída se instala

en una vía de acceso superior del tanque, debería considerarse la altura. Mida la altura de la parte superior del tanque en pulgadas e informe en consecuencia. Si el dispositivo de la tubería de caída NO está instalado en la vía de acceso superior del tanque, entonces la altura es de cero (0) pulgadas por encima de la parte superior del tanque.

- f. **Distancia por debajo de la parte superior del tanque donde se encuentra el “punto de referencia”** (pulgadas): es igual a la “Longitud de la tubería superior hasta el punto de referencia” (-) “Longitud de la tubería de elevación de llenado” (-) “Altura de la vía de acceso superior del tanque”. Si este número es Negativo (-), el dispositivo está instalado en la tubería de elevación y reprueba la inspección.  
(Para los dispositivos de OPW, el “punto de referencia” no puede estar a menos de 6 y 1/2 pulgadas por debajo de la parte superior del tanque).
- g. **Distancia entre el “punto de referencia” y el punto de cierre completo (2<sup>da</sup> etapa)**: si el “punto de referencia” NO es el mismo que el “punto de apagado completo”, ¿cuál es la diferencia entre ambos puntos en pulgadas? Utilice las indicaciones de instalación del fabricante para determinar dónde se produce el cierre completo en el dispositivo. (Para los modelos 61 y 71 SO de OPW, la distancia entre los dos puntos es de 1,5 pulgadas).
- h. **Distancia por debajo de la parte superior del tanque donde se produce el cierre completo** (pulgadas): indique la distancia por debajo de la parte superior del tanque a la que se produce el cierre completo (2<sup>da</sup> etapa). Ya tiene la “distancia por debajo de la parte superior del tanque hasta el punto de referencia”. Utilizando ese número, debe restar o sumar la “distancia entre el punto de referencia y el punto de cierre completo. (Para los modelos 61 y 71 SO de OPW debería restar 1,5 pulgadas de la “distancia por debajo de la parte superior del tanque al punto de referencia”).
- i. **Indique la capacidad del tanque cuando se produce el cierre completo (2<sup>da</sup> etapa) (%)**: utilice el cuadro de tanques adecuado para encontrar el volumen correspondiente a la “distancia medida por debajo de la parte superior del tanque en la que se produce el cierre completo”. Indique el % de capacidad en el que se produce el apagado completo. (**NOTA:** Si NO es del 95 % o menos, entonces la 2<sup>da</sup> página de este formulario para “Métodos alternativos” debe completarse en su totalidad si APRUEBA el dispositivo).

#### 10.) En inspección de alarma electrónica:

- a. **La alarma es sonora y visible para el repartidor.** Una alarma sonora y visual externa debe estar cerca de la base del tanque y estar operativo. Para probar el funcionamiento de la alarma NO basta con pulsar el botón de prueba. Debe retirar la sonda del tanque y elevar el flotador de combustible de conformidad con el procedimiento de prueba del fabricante para asegurarse de que la alarma se activa.
  - b. **Distancia por debajo de la parte superior del tanque a la que está ajustada la alarma electrónica** (pulgadas): con la sonda dentro del tanque extraída del mismo, suba lentamente el flotador de combustible hasta que se active la alarma externa. En ese punto, mida la distancia desde la parte inferior de la sonda hasta la parte inferior del flotador de combustible. Determine la distancia por debajo de la parte superior del tanque en pulgadas a la que se activa la alarma.
  - c. **Indique la capacidad del tanque cuando se activa la alarma (%)**: utilice el cuadro de tanques adecuado para encontrar el volumen correspondiente a la distancia medida por debajo de la parte superior del tanque en la que se activa la alarma externa. Indique el % de capacidad a partir del cual se activa la alarma.
  - d. **Impresión de la MAT adjunta**: adjunte una copia de la impresión de la MAT que muestre que el estado de la alarma fue simulado.
- 11.) Resultados de la inspección (aprueba o reprueba)**: si su dispositivo cumple con el porcentaje requerido y las preguntas específicas enumeradas el dispositivo aprueba. Si su dispositivo no alcanza el % requerido, deberá completar en su totalidad la página 2 si tiene la intención de utilizar un método alternativo para aprobar el dispositivo.

#### Guía para la evaluación de métodos alternativos

En caso de que el dispositivo NO esté ajustado al 90 % (flotador de bola) o al 95 % (dispositivo de tubería de caída) en la página 1 de este formulario, deberá completar en su totalidad la sección de la página 2 (Métodos alternativos) si tiene intención de aprobar el dispositivo. La página 2 también debe utilizarse si en un tanque se instala tanto una válvula de flotador de bola (con o sin bola) como un dispositivo de tubería de caída. Los métodos alternativos de la página 2 deben reevaluarse cada 3 años después de la inspección inicial.

#### 1.) Determinación de la inclinación del tanque:

- a. **¿La capacidad del tanque es mayor a 4000 galones?** Si la capacidad del tanque o compartimento NO es mayor a

4000 galones, no se pueden utilizar métodos alternativos y puede detenerse aquí. El dispositivo reprueba la inspección.

- b. ¿Se puede determinar la inclinación del tanque?:** debe determinar la inclinación del tanque mediante el uso de uno de los métodos listados. (**NOTA:** NO es suficiente utilizar la inclinación del tanque programada en la MAT para determinar la inclinación total del tanque. Debe utilizar uno de los métodos indicados para determinar la inclinación total). Si no puede determinar la inclinación del tanque, no pueden utilizarse los métodos alternativos y el dispositivo reprueba la inspección.
- c. Determine la longitud total del tanque** (pulgadas): utilice el cuadro de tanques adecuado para determinar la longitud total del tanque o compartimento en pulgadas. (Esta medida corresponde a "L" en la ecuación mostrada). (Esto es suponiendo que utilice 2 aberturas en el tanque como su método para determinar la inclinación total del tanque).
- d. Determine la longitud entre los puntos de medición** (pulgadas): utilice una vara para medir la distancia entre 2 de los elevadores de llenado de tanques en pulgadas. (Esta medida corresponde a "R" en la ecuación mostrada). (Esto es suponiendo que utilice 2 aberturas en el tanque como su método para determinar la inclinación total del tanque). Para una mayor precisión, debe seleccionar dos tuberías de elevación que le proporcionen la mayor distancia "R".
- e. Medición de los niveles de combustible en cada abertura:**
- Para las 2 tuberías de elevación en los que obtuvo la medida "R", utilice una varilla de medición para medir la altura del nivel de fluido con una precisión de 1/16 pulgadas. (Total de agua y combustible presentes).
  - Utilice las 2 mediciones de nivel de fluido obtenidas para determinar la posición de ambos elevadores. Observe la disposición del tanque. ¿Dónde se encuentran las dos tuberías de elevación? ¿Dónde está situada la BTS? Si la tubería de elevación utilizada se encuentra en el centro aproximado del tanque, entonces esa es su posición "Y" y el nivel de fluido medido allí debe ser informado como "Y". Si la tubería de elevación utilizada se encuentra al final del tanque o del compartimento del tanque, entonces su posición es "X" o "Z" y el nivel de fluido medido allí debe informarse en consecuencia. Normalmente, las mediciones de nivel de fluido más altas se realizarán en la posición "Y" o "Z". Normalmente, las mediciones de nivel de fluido más bajas se realizarán en la posición "X" o "Y". (Consulte el diagrama de referencia proporcionado como guía).
  - Indique las medidas del nivel de fluido en pulgadas para la posición correspondiente ("X", "Y", o "Z"). Con este método solamente se necesitan 2 mediciones del nivel de fluido.
- f. ¿Cuál es la diferencia entre sus 2 mediciones de nivel de fluido?:** reste uno del otro. (Utilice solamente las 2 mediciones del nivel de fluido que corresponden a sus ubicaciones de medición "R").
- g. ¿Cuál es la inclinación total del tanque?** (pulgadas): utilice la ecuación proporcionada para determinar la inclinación total del tanque. Utilice sus medidas "L" y "R" junto con la diferencia entre sus 2 medidas de nivel de fluido. (Todas las medidas DEBEN ser en pulgadas y números positivos).

$$\text{Inclinación total del tanque} = (\text{Diferencia entre niveles de producto}) * (L/R)$$

## 2.) Determinación de la deflexión del tanque:

- a. Diámetro del tanque tal como aparece en el cuadro de tanques** (pulgadas): indique en pulgadas el diámetro del tanque que aparece en el cuadro de tanques aplicable. (Este número debe corresponder al diámetro listado en la página 1 del formulario).
- b. Diámetro medido del tanque** (pulgadas): mida físicamente el diámetro del tanque con una precisión de 1/16 pulgadas, preferiblemente en el extremo inferior del tanque. Si no se puede acceder al extremo inferior, mida en tantas aberturas como sea posible a lo largo de la parte superior del tanque o compartimento. Deberá indicar el diámetro medido que resulte a la mayor cantidad de desviación observada. (Ej.: El diámetro del tanque en el cuadro de tanques es de 96 pulgadas. Mide 94,5 pulgadas, 95 pulgadas y 95,5 pulgadas en tres tubos elevadores diferentes. Debe indicar 94,5 pulgadas como "diámetro medido del tanque").
- c. Deflexión del tanque** (pulgadas): reste el "diámetro medido del tanque" del "diámetro del tanque tal y como aparece en el gráfico del tanque". (En el ejemplo anterior, 96 pulgadas - 94,5 pulgadas = 1,5 pulgadas de deflexión).

## 3.) Cálculo se la posición y merma del dispositivo:

- a. Tipo de dispositivo** (flotador de bola o tubería de caída): seleccione el tipo de dispositivo a evaluar. (Si está tratando de

averiguar si el “cierre completo se produce por debajo de cualquier boquilla de flotador de bola en el tanque” de la página 1, usted debe tener dos columnas llenas en esta sección. Uno para cada flotador de bola y otro para la tubería de caída).

- b. **¿Dónde está instalado el dispositivo de sobrellenado?:** marque solamente una casilla como posición “X”, “Y” o “Z”. Marque la casilla que describa con mayor precisión dónde está instalado el dispositivo.
- c. **Distancia del dispositivo por debajo de la parte superior del tanque en el extremo inferior del tanque** (pulgadas):
- Si el dispositivo está instalado en el extremo superior, posición “Z”, realice el siguiente cálculo:

**Merma (pulgadas) = “Distancia por debajo de la parte superior del tanque en el extremo superior” – “Inclinación total del tanque” – “Deflexión”**

- Si el dispositivo está instalado en el centro del tanque, posición “Y”, realice el siguiente cálculo: (Nota: El dispositivo está en el centro. (1/2) significa que debe utilizar la mitad de la inclinación del tanque).

**Merma (pulgadas) = “Distancia por debajo de la parte superior del tanque en el centro del tanque” – (1/2) “Inclinación total del tanque” – “Deflexión”**

- Si el dispositivo está instalado en el extremo inferior del tanque, posición “X”, verifique que la “inclinación total del tanque” sea mayor que la cantidad de “deflexión”.
  - Si es así, utilice la medida de la página 1. (Para el flotador de bola es la “distancia por debajo de la parte superior del tanque en la que se ajusta la válvula de bola”) (Para el dispositivo de la tubería de caída es la “distancia por debajo de la parte superior del tanque en la que se produce el cierre completo”).
  - Si **NO** lo es, entonces la deflexión del tanque (en el extremo medio o alto) es mayor que (más que) la inclinación total del tanque, debe restar la diferencia.

**“La diferencia” = Deflexión – Inclinación total del tanque.**

**Merma (pulgadas) = “Distancia por debajo de la parte superior del tanque en el extremo inferior” – “La diferencia”**

- d. **Merma** (galones) (basado en la profundidad del tanque por debajo de la parte superior del tanque en el extremo inferior del tanque): utilice la tabla del tanque para calcular la merma basado en la “distancia del dispositivo por debajo de la parte superior del tanque en el extremo inferior” (Parte c).

**Nota:** Esta merma (galones) NO es el volumen real de merma en el tanque. Se trata de una estimación conservadora de la merma en el tanque (antes de que se humedezca el extremo inferior) teniendo en cuenta la inclinación y la deflexión medidas del tanque.

Este NO es el caudal que se debe utilizar para determinar si el dispositivo flotador de bola de “precisión” restringirá el flujo 30 minutos antes de que se mojen los accesorios superiores del tanque. Debe revisar las indicaciones de instalación de los fabricantes y utilizar el “factor de seguridad” adecuado que se proporciona para calcular la cantidad de llenado “seguro” necesario para proporcionar una restricción de caudal 30 minutos antes de que se moje la parte superior del tanque.

Esta es la cantidad de merma conservadora que se debe utilizar para determinar si el cierre completo (2<sup>da</sup> etapa) de los dispositivos de la tubería de caída deja suficiente merma en el tanque para cumplir los requisitos mínimos de merma del fabricante para los dispositivos de la tubería de caída.

#### 4.) **Resultados del método alternativo (marque lo que corresponda):**

- a. **¿Las tapas de los tanque O los dispositivos instalados en ellas están nivelados entre sí?:** esto solamente se aplica a los sistemas de tanques con línea de sifón/múltiples del tanque instalado. La parte superior de ambos tanques debe estar nivelada. Utilice un método adecuado para determinarlo. Si se determina que la parte superior de los tanques NO está nivelada, entonces los dispositivos instalados en TODOS los tanques múltiples deben estar nivelados entre sí. Utilice un método adecuado para determinarlo. Si esto no puede determinarse con precisión, entonces no pueden utilizarse los métodos alternativos para aprobar el dispositivo y este reprobaba.
- b. **¿El flotador de bola es de tipo “precisión” y la restricción inicial se produce 30 minutos antes de que se mojen los accesorios superiores del tanque?:** verifique que el flotador de bola sea del tipo de precisión. (**NOTA:** Si no conoce la diferencia o si no puede determinarse, no se limite a decir que lo es. La División de UST puede verificar físicamente los



resultados de las pruebas en cuestión). Si el dispositivo NO es del tipo de precisión, entonces no pueden utilizarse los “métodos alternativos” para aprobar el dispositivo y este reprueba. Si el dispositivo es del tipo de precisión, utilice la ecuación apropiada proporcionada por el fabricante del flotador de bola para determinar que la restricción inicial se produce 30 minutos antes de que se mojen los accesorios superiores del tanque. Debe utilizar la “distancia del dispositivo por debajo de la parte superior del tanque en el extremo inferior del tanque (pulgadas)” como la medida a introducir en la ecuación del fabricante. (Para responder a esta pregunta, NO puede utilizarse simplemente el caudal (galones) en el extremo inferior del tanque).

- c. **¿El dispositivo de la tubería de caída es un dispositivo de “Etapa 2” y el cierre completo se produce antes de que se mojen los accesorios de la parte superior del tanque?:** verifique por el modelo de dispositivo de sobrellenado que es un dispositivo de “Etapa 2” con el punto de cierre completo que ocurre debajo de todos los accesorios superiores del tanque. Debe utilizar la “distancia del dispositivo por debajo de la parte superior del tanque en el extremo inferior del tanque (pulgadas)” como la medida para determinar esto. Si tiene al menos 1 pulgada de merma en el extremo inferior, el cierre completo debe producirse antes de que se mojen los accesorios superiores del tanque. Deberá verificar que el nivel de llenado del tanque en el momento del cierre completo cumple los requisitos mínimos de llenado establecidos por el fabricante. (Ej.: Para los dispositivos de llenado de combustible de Franklin Fueling, el llenado al cierre completo no puede ser inferior a 250 galones).

5.) **Inspección del método alternativo (aprueba/reprueba):** considere que este resultado de Aprueba/Reprueba SOLAMENTE significa que el tanque puede utilizar un “método alternativo”. NO significa que el dispositivo aprueba o reprueba la inspección. El registro de las fallas de los dispositivos se realiza en la página 1 de este formulario). Las razones por las que el tanque no puede utilizar un “método alternativo” (Reprueba) incluyen (pero no se limitan a):

- a. **La capacidad del tanque es de 4000 galones o menos.**
- b. **La inclinación del tanque no puede determinarse mediante un método homologado.**
- c. **Cálculos de la posición y merma del dispositivo.**
  - i. Si la “Distancia del dispositivo por debajo de la parte superior del tanque en el extremo inferior del tanque (pulgadas)” es un número negativo. Si ejecuta el cálculo y obtiene un número negativo, donde el dispositivo se establece dónde está por encima de la parte superior del tanque en el extremo inferior. Los accesorios de la parte superior del tanque en el extremo inferior del tanque pueden mojarse durante el suministro.
  - ii. Si la “merma (galones)” NO cumple los requisitos mínimos del fabricante del dispositivo.
  - iii. Si tiene un dispositivo de flotador de bola y un dispositivo de tubería de caída instalados en el mismo tanque. Compare las medidas por: “Distancia del dispositivo por debajo de la parte superior del tanque en el extremo inferior del tanque (pulgadas)” para cada uno. La distancia para el dispositivo de la tubería de caída debe ser MAYOR que la distancia para la válvula de flotador de bola.
- d. **Si alguna de las preguntas aplicables al resultado del método alternativo está marcada como NO.**
- e. **Si el dispositivo NO cumple los requisitos mínimos establecidos por el fabricante.**



# PRINCIPIOS RECTORES DE CONDUCTA ÉTICA DE LOS FUNCIONARIOS PÚBLICOS

## ARTÍCULO 1 DECLARACIÓN DE PROPÓSITO

Conforme al Código Anotado de Tennessee, Sección 3-6-106, la Comisión de Ética de Tennessee (la “Comisión”) tiene la responsabilidad de recomendar principios rectores de conducta ética para su consideración y adopción por parte de los poderes legislativo y ejecutivo. Por consiguiente, el propósito de esta Guía es proporcionar a los funcionarios enumerados en la Sección 3-6-106, para su consideración, estos estándares de conducta ética sugeridos cuando se desempeñan en el Estado de Tennessee.

La Comisión se estableció para asegurar y mejorar la integridad de los procesos de gobierno y sostener la confianza del público en el gobierno aumentando la integridad y transparencia del gobierno local y del Estado. Todos los ciudadanos del Estado de Tennessee tienen derecho a esperar que el gobierno se administre y maneje con el más alto grado de profesionalismo y libre de influencia indebida de ningún individuo o grupo. Por lo tanto, es obligación de cada funcionario público manejarse de una manera que no viole la confianza del público.

## ARTÍCULO 2 DEFINICIONES

(1) “**Remuneración**” significa cualquier sueldo, honorario, pago, promesa, aplazamiento, reintegro u otra contraprestación, o cualquier combinación de los mismos, ya sea recibidos o por recibir.<sup>1</sup>

(2) “**Obsequio**” significa cualquier pago, honorario, suscripción, préstamo, promesa, adelanto, aplazamiento, ofrecimiento o depósito de dinero o servicios, a menos que se reciba una contraprestación de igual o mayor valor. Un “obsequio” no incluye un aporte de campaña informado de otro modo tal como lo exige la ley, un préstamo comercialmente razonable efectuado como parte de las actividades habituales, o un obsequio recibido de un miembro de la familia inmediata de la persona o de un familiar dentro del tercer grado de consanguinidad de la persona o de su cónyuge, o del cónyuge de dicho familiar. Un “obsequio” no incluye la exención de un arancel de inscripción para una conferencia o seminario educativo.<sup>2</sup>

(3) “**Familia inmediata**” significa un cónyuge o un hijo menor de edad que vive en el

---

<sup>1</sup> Código Anotado de Tennessee, Sección 3-6-301(7)

<sup>2</sup> Código Anotado de Tennessee, Sección 3-6-301(11)

hogar.<sup>3</sup>

(4) “*Funcionario público*” incluye:

- a. Miembros de la Asamblea General; y
- b. El Gobernador, Secretario de Estado, Tesorero, Contralor de Hacienda, miembros del Gabinete del Gobernador y personal de nivel de Gabinete dentro de la Oficina del Gobernador.<sup>4</sup>

(5) “*Solicitar*” significa rogar, implorar, pedir, intentar o tratar de obtener.<sup>5</sup>

### ARTÍCULO 3 CONFLICTOS DE INTERESES

(1) SECCIÓN 1. *Independencia de criterio.* Los funcionarios públicos deben ser independientes e imparciales, y deben evitar los conflictos de intereses y la apariencia de conflictos de intereses cuando desempeñan sus obligaciones. Asimismo, todos los funcionarios públicos deberán ser electos, designados, contratados y promovidos sobre la base de sus calificaciones, integridad, honestidad, competencia y dedicación a cumplir las políticas públicas del Estado. Un funcionario público no debe actuar en conflicto con el correcto desempeño de sus obligaciones por el bien público, como

- (a) no divulgar algún interés financiero o de otro tipo, o
- (b) involucrarse en algún negocio o transacción o actividad profesional, o
- (c) incurrir en alguna obligación de cualquier naturaleza

lo cual crearía un conflicto.

(2) Un funcionario público no debe aceptar otro puesto, ya sea remunerado o no, que

(a) afecte, o probablemente afecte, la independencia de criterio del funcionario público en cuanto a sus obligaciones o empleo, o

(b) requiera o induzca al funcionario público a divulgar información confidencial o privilegiada adquirida en el curso o con motivo del desempeño de las obligaciones oficiales, más allá de lo permitido o requerido por ley.

(3) Un funcionario público, un miembro de la familia inmediata del funcionario, o una empresa en la que sea funcionario, director, o en la que tenga más que una participación mínima, no deberá cotizar o de otro modo responder a una solicitud de propuesta o información, o procurar ningún contrato con el Estado, más allá de un contrato de empleo como funcionario público o de conformidad con una designación judicial, a menos que el contrato haya sido adjudicado a través de un proceso abierto y público o de otro modo permitido por ley.

---

<sup>3</sup> Código Anotado de Tennessee, Sección 3-6-301(12)

<sup>4</sup> Código Anotado de Tennessee, Sección 3-6-106(a)(1)(A-B).

<sup>5</sup> Código Anotado de Tennessee, Sección 3-6-301(22).

(4) Un funcionario público, que participa en la toma de decisiones con respecto a la adjudicación de subsidios o contratos del Estado, no deberá solicitar a ningún funcionario, director, empleado o agente de ningún contratista actual o potencial o beneficiario o contratista que revele: (a) la afiliación partidaria del individuo; (b) si el individuo o entidad ha realizado aportes de campaña a algún partido político, funcionario electo o candidato a cargo electivo; o (c) si el individuo o entidad votó por algún funcionario electo o candidato para un cargo electivo.

(5) Un funcionario público no deberá participar en ninguna decisión contractual relacionada con:

(a) un miembro de la familia inmediata del funcionario público; o

(b) cualquier entidad en la que un miembro de la familia inmediata del funcionario es funcionario, director o socio, o en la que un miembro de la familia inmediata del funcionario posee más que una participación mínima, excepto lo permitido por ley.

(6) Un funcionario público, en el desempeño de sus obligaciones oficiales, no deberá solicitar o exigir que cualquier otra persona o entidad realice u ofrezca realizar un aporte monetario o en especie a una campaña o a un comité de campaña político a cambio de, o como condición para, recibir algún beneficio del Estado de Tennessee o cualquier departamento, organismo o funcionario del mismo, a la persona o entidad cuyo aporte se solicita o exige, o a la persona que realiza la solicitud o exigencia.

(7) Un funcionario público no deberá, a través de sus declaraciones o conducta, brindar una base razonable para dar la impresión de que cualquier persona puede ejercer una influencia indebida sobre él o ella, o recibir favoritismo en el desempeño de sus obligaciones oficiales, o que las decisiones del funcionario se ven afectadas por parentesco, rango, posición o influencia de un partido político, entidad o persona. Un funcionario público deberá estar preparado para divulgar el conflicto o el potencial conflicto de intereses o la relación y, si es necesario, recusarse a fin de evitar cualquier apariencia de influencia indebida.

**SECCIÓN 2. *Integridad de los procesos de gobierno.*** Deberá mantenerse en todo momento la integridad y reputación del gobierno y sus procesos. El empleo en el gobierno es un privilegio en lugar de un derecho, y se basa en la confianza que el público deposita en el Estado. Todos los funcionarios públicos deben actuar de manera coherente con la confianza pública.

(1) Un funcionario público, en el desempeño de sus obligaciones oficiales, no deberá usar o intentar usar su cargo oficial para lograr o crear privilegios injustificados, exenciones, ventajas o un trato para sí o para otros. Un funcionario público, solo o a través de otros, no deberá usar o intentar usar medios indebidos para influir en un departamento, organismo, junta o comisión del gobierno del Estado.

(2) Un miembro de la Asamblea General no deberá votar o influir en la legislación ya sea en los comités o en el recinto en cualquiera de las cámaras, cuando tenga un interés personal en el asunto que se somete a consideración, debate o voto, a menos que el funcionario deje perfectamente claro que la decisión o el voto del miembro no fue el resultado de ningún interés personal, sino que fue a través de procesos deliberativos basados únicamente en las opiniones del miembro sobre los méritos de la cuestión y/o los intereses del público. La divulgación podrá efectuarse mediante una declaración pública usando las siguientes palabras o similares: “Puede considerarse que tengo un grado de interés personal en el tema del proyecto de ley, pero declaro

que mi argumento y mi voto final responden únicamente a mi conciencia y mi obligación para con mis electores y los ciudadanos del Estado de Tennessee”.<sup>6</sup>

(3) Un funcionario público no deberá divulgar, directa o indirectamente, de forma deliberada e intencionada, para su beneficio personal, información confidencial adquirida en el curso o con motivo de sus obligaciones oficiales o empleo, a menos que dicha divulgación sea requerida o permitida por ley.<sup>7</sup>

(4) Un funcionario público no deberá recibir nada de valor económico o ninguna remuneración además del sueldo regular y los beneficios de funcionario, más allá de lo requerido o permitido por ley o en el desempeño de sus obligaciones oficiales, por ningún servicio que esté significativamente relacionado con las obligaciones, programas u operaciones del puesto del funcionario público.<sup>8</sup>

(5) Un funcionario público no deberá contratar o supervisar a un miembro de su familia inmediata al desempeñar obligaciones oficiales del Estado. No obstante, nada en esta sección implica prohibir la continuación del empleo de un miembro de la familia del funcionario que actualmente trabaja para o es supervisado por el funcionario. Asimismo, esta sección no se propone entorpecer los avances normales en la carrera de dicho empleado si ese empleo precede a la elección, empleo o designación del funcionario público. Un funcionario público deberá recusarse de cualquier decisión que implique el ascenso, disciplina, despido o asignación de trabajo al miembro de su familia inmediata.

(6) Un funcionario público no deberá usar fondos públicos, tiempo, personal u otros recursos provistos por el estado para la ganancia privada o el fin político del funcionario o de otra persona, a menos que la ley autorice lo contrario.

(7) Un funcionario público no deberá solicitar, recibir o aceptar recibir nada de valor sobre la base de un entendimiento explícito, o cualquier entendimiento razonablemente inferido, de que su voto, opinión, criterio o acción se verán influidos en consecuencia.<sup>9</sup>

#### **ARTÍCULO 4** **REMUNERACIÓN Y OBSEQUIOS**

(1) Un funcionario público no deberá aceptar ninguna gratificación o remuneración por el desempeño de sus obligaciones, más allá de su sueldo y beneficios oficiales o lo que autorice la ley.<sup>10</sup>

(2) Un funcionario público no deberá solicitar, recibir o aceptar un obsequio, favor o servicio de ninguna entidad o individuo que tenga un conflicto con el funcionario público o la autoridad directa del funcionario público, bajo circunstancias en las que se podría inferir razonablemente que dicho obsequio influiría al funcionario en el desempeño de sus obligaciones.<sup>11</sup>

---

<sup>6</sup> Extraído de SR-85, Art. II, Sección 2(a)(1).

<sup>7</sup> Extraído de SR-85, Art. II, Sección 2(c)(4).

<sup>8</sup> Extraído de SR-85, Art. II, Sección 2(c)(1).

<sup>9</sup> Extraído de SR-85, Art. II, Sección 2(a)(3) y (4).

<sup>10</sup> Código Anotado de Tennessee, Sección 2-10-123(a) y SR-85, Art. II, Sección 2 (a)(2).

<sup>11</sup> Extraído de SR-85, Art. II, Sección 2 (a)(3).

(3) Un funcionario público, conforme al Código Anotado de Tennessee, Secciones 3-6-304 y 305, no podrá solicitar o aceptar, directa o indirectamente, un obsequio de un empleador de un cabildero o un cabildero, tal como se lo define en el Código Anotado de Tennessee, Secciones 3-6-301(8) y (17), a menos que haya una excepción clara establecida en otros artículos de la ley. Es obligación del funcionario público asegurar que toma conocimiento, y se mantiene actualizado, sobre las leyes de ética y las restricciones a los obsequios.<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup> Código Anotado de Tennessee, Secciones 3-6-304 y 305.

**DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN DE TENNESSEE  
POLÍTICA SOBRE CONFLICTO DE INTERESES**

**(JUNIO DE 1993; MODIFICADA EL 31 DE MAYO DE 1996; MODIFICADA EL 30 DE OCTUBRE DE 1997;  
MODIFICADA EL 27 DE ENERO DE 2003; MODIFICADA EL 3 DE MAYO DE 2005;  
Readoptada el 7 de marzo de 2011; MODIFICADA el 8 de mayo de 2017)**

## **1. PROPÓSITO**

El propósito de esta política es asegurar que la misión del Departamento de Medioambiente y Conservación por el bien del interés público no se vea comprometida por las actividades o relaciones de un empleado que puedan disminuir, o aparentar disminuir, la capacidad del empleado de desempeñar sus obligaciones en forma objetiva.

## **2. ÁMBITO DE APLICACIÓN**

Esta política se aplica a todos los empleados del Departamento de Medioambiente y Conservación (el "Departamento").<sup>1</sup> Cada empleado deberá evitar toda acción, ya sea que esté o no prohibida específicamente por ley, regulación o decreto, que pueda provocar o crear la apariencia de:

- (a) Utilizar el cargo público para una ganancia privada;
- (b) Brindar un tratamiento preferencial a alguna persona;
- (c) Impedir la eficiencia del gobierno o la economía;
- (d) Perder la independencia completa o la imparcialidad;
- (e) Tomar una decisión de gobierno fuera de los canales oficiales;
- (f) Afectar en forma adversa la confianza del público en la integridad del gobierno.<sup>2</sup>

Tal como se indica en el Código Anotado de Tennessee, Sección 8-50-506, ciertos empleados de servicio preferido no están obligados a informar conforme a esta política. Sin embargo, todos los empleados podrán obtener una exención de prohibiciones incluidas en esta política que de otro modo serían aplicables tal como se indica a continuación. El Departamento se reserva el derecho de investigar sospechas de conflicto ya sea que hayan sido informados o no.

## **3. INTERPRETACIÓN**

**3.1** Esta política se interpretará de tal manera que asegure que el interés público se vea protegido al evitar que los empleados se beneficien injustamente del empleo público y asegurar que se mantenga la confianza pública en la integridad de los empleados del Departamento y sus actividades.

**3.2** Los ítems que se describen en 6 a 8 son considerados ejemplos de conductas que constituyen un conflicto de intereses, y no se interpretará que comprenden todos los tipos de actividades que podrían violar las prescripciones de esta política.

**3.3** No es intención del Departamento restringir todas las actividades externas de sus empleados. Aquellas que no implican un conflicto de intereses pueden continuar. Asimismo, esta política contiene dos disposiciones para exenciones en caso de que la aplicación de cada letra de esta política causaría una dificultad indebida o resultados injustos o en el caso de ciertos Conflictos de Intereses Indirectos. (Consulte los puntos 7.8 y 9.1)

**3.4** Los empleados deberán realizar todos los esfuerzos para evitar hasta la apariencia de un conflicto de intereses. Por ejemplo, si un empleado mantiene una relación personal estrecha con una entidad sobre la cual el empleado tiene una responsabilidad regulatoria o un consultor que trabaja con entidades reguladas por la Unidad Organizacional del empleado, esta relación deberá ser informada al Comisionado a través del

---

<sup>1</sup> "Departamento" no incluye las comisiones o juntas ambientales que forman parte del Departamento o sus miembros.

<sup>2</sup> Ver Decreto Ejecutivo n. 20.

supervisor del empleado. Asimismo, si un empleado recibe artículos de valor como entradas a eventos deportivos a precio reducido o viajes gratis de esas personas como resultado de la relación personal estrecha, la recepción de estos artículos deberá informarse al Comisionado a través del supervisor del empleado.

#### **4. DEFINICIONES**

**4.1** "Conflicto de intereses real" significa un conflicto de intereses que existe totalmente en el momento en que se considera la cuestión. Un Conflicto de intereses potencial puede convertirse en un Conflicto de intereses real.

**4.2** "Conflicto de intereses directo" significa:

- (a) Involucrarse en las actividades enumeradas en 7; o
- (b) Tener un Interés privado directo en una actividad, contrato, empleo o trabajo en los que el Departamento esté o pueda estar interesado y en los que el empleado tenga la obligación pública de:
  - (i) Votar, dejar salir, pasar por alto o supervisar de alguna manera; o
  - (ii) Regular o inspeccionar de alguna manera.

**4.3** "Interés privado directo" significa cualquier actividad, empleo, trabajo, participación o contrato entre el empleado y cualquier empresa en la que el empleado individual sea único propietario, socio o la persona que tiene la participación mayoritaria. "Participación mayoritaria" significa la titularidad legal o beneficiaria del diez por ciento (10 %) o más del capital accionario de una sociedad, o cuando la empresa no divide el capital en acciones, la titularidad legal o beneficiaria del diez por ciento (10 %) o más de la empresa.

**4.4** "Interés financiero" significa cualquier interés que tenga un valor que supere \$5000 ya sea que el interés se encuentre en posesión actualmente, se recibirá en una suma global, o se recibirá a través de una serie de transacciones.

**4.5** "Conflicto de intereses indirecto" significa:

- (a) Involucrarse en las actividades enumeradas en 8; o
- (b) Tener un Interés privado indirecto en una actividad, contrato, empleo o trabajo en los que el Departamento esté o pueda estar interesado y en los que el empleado tenga la obligación pública de:
  - (i) Votar, dejar, pasar por alto o supervisar de alguna manera; o
  - (ii) Regular o inspeccionar de alguna manera.

**4.6** "Interés privado indirecto" significa cualquier actividad, empleo o contrato en los que una persona tenga un interés además de un Interés privado directo tal como se define en 4.3.

**4.7** "Unidad organizacional" significa una subdivisión designada por el Comisionado con fines administrativos. Las unidades organizacionales a los fines de esta política, a menos que el Comisionado exprese por escrito lo contrario, se establecen en el Apéndice de esta política.

**4.8** "Conflicto de intereses potencial" significa una situación, condición o relación de la cual podría surgir un Conflicto de intereses real en un curso normal de los acontecimientos.

**4.9** "Asignación de trabajo específico" significa una tarea específica asignada por un supervisor. Es una tarea que puede caer dentro del alcance de una descripción de puesto de un empleado pero no está específicamente requerida en la descripción de puesto y, por lo tanto, su asignación es discrecional. Un ejemplo de una Asignación de trabajo específico sería el requerimiento de inspeccionar la Empresa XYZ para verificar su cumplimiento regulatorio.

#### **5. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN DE EMPLEADO DE SERVICIO PREFERIDO**



**5.1** Tal como se establece en el Código Anotado de Tennessee, Sección 8-50-506, un empleado de servicio preferido no está sujeto a los requisitos de divulgación de esta política excepto lo dispuesto en 5.2 o a menos que el empleado tenga un Conflicto de intereses potencial o real que involucra un Interés financiero del empleado o de un miembro de la familia inmediata del empleado relacionado con una Asignación de trabajo específico. Si existe tal Conflicto de intereses real o potencial, entonces el Conflicto de intereses real o potencial deberá ser informado al Comisionado a través del supervisor inmediato del empleado quien determinará si la Asignación de trabajo específico requiere una reasignación.

**5.2** Un empleado de servicio preferido cuyas tareas incluyen regular, inspeccionar, auditar, adquirir bienes o servicios, o administrar leyes impositivas o que tiene autoridad sobre uno o más empleados que regulan, inspeccionan, auditan, adquieren bienes o servicios, o administran leyes impositivas está sujeto a los deberes de información de esta política.

**5.3** Un empleado de servicio preferido que no está sujeto a los requisitos de información sigue estando sujeto a las prohibiciones de esta política y podrá solicitar aclaración en cualquier momento al Comisionado o a la persona designada por el Comisionado con respecto a la interpretación de esta política y podrá solicitar una exención tal como se indica en 7.8 y 9.1.

## **6. DISPOSICIONES GENERALES**

**6.1** Un empleado no deberá tener un Conflicto de Intereses Directo o Indirecto.

**6.2** Un empleado que tiene un Conflicto de Intereses Directo o Indirecto deberá procurar una exención de las prohibiciones de otro modo aplicables de esta política o eliminar el conflicto.

**6.3** Un empleado que debe mantener una licencia como una condición de empleo no deberá participar en ninguna actividad que viole el código de ética de la autoridad de licencia con respecto a conflictos de intereses.

**6.4** Un empleado no deberá violar ninguna ley del estado o decreto aplicable con respecto a conflictos de intereses.

## **7. UN EMPLEADO NO TENDRÁ UN CONFLICTO DE INTERESES DIRECTO A MENOS QUE DICHO INTERÉS HAYA SIDO INFORMADO AL COMISIONADO Y CUENTE CON SU APROBACIÓN**

**7.1** Un empleado no aceptará o mantendrá empleo externo con una empresa que esté regulada de alguna manera por la Unidad Organizacional del empleado tal como se define en 4.7.

**7.2** Un empleado no deberá desempeñarse en la junta directiva o la junta asesora, ni actuará como consultor ad honorem de un organismo no estatal que reciba o procure recibir fondos de la Unidad Organizacional del empleado, o esté regulada de alguna manera por la Unidad Organizacional del empleado.

**7.3** Un empleado no deberá participar en ningún empleo o ninguna actividad que se considere un conflicto de intereses bajo los requisitos federales que son aplicables a la Unidad Organizacional del empleado.

**7.4** Un empleado no deberá tener una participación mayoritaria o involucrarse en ninguna transacción financiera para ganancia personal con una entidad regulada por o que hace negocios con la Unidad Organizacional del empleado.

**7.5** Un empleado no deberá recibir un complemento de su sueldo departamental de una fuente privada

como remuneración por los servicios del empleado al Departamento.

**7.6** Un empleado no deberá violar ninguna ley estatal que rija los conflictos de intereses.

**7.7** Un empleado no deberá aceptar honorarios u otra remuneración por actividades que se realizan, o deberían realizarse, como parte de sus obligaciones oficiales, excepto lo dispuesto en las Regulaciones de Viaje Integrales del Departamento de Finanzas y Administración.

**7.8** Un empleado que tiene, o está considerando, una actividad que sería un Conflicto de Intereses Directo tal como se establece de 7.1 a 7.7 o 4.2, pero que siente que la aplicación de esta política a la situación redundaría en resultados injustos o dificultades injustificadas, podrá informar el conflicto al Comisionado y procurar una exención a esta política usando el mismo procedimiento que se describe en 9.1. Al considerar dicha solicitud, el Comisionado evaluará todos los factores relevantes incluidos, entre otros, toda apariencia de acto inapropiado, las obligaciones y responsabilidades actuales del trabajo del empleado, la naturaleza de la actividad externa, y el potencial de que los diferentes intereses estén realmente en conflicto.

## **8. UN EMPLEADO NO DEBERÁ TENER UN CONFLICTO DE INTERESES INDIRECTO A MENOS QUE DICHO INTERÉS HAYA SIDO INFORMADO AL COMISIONADO Y CUENTE CON SU APROBACIÓN**

**8.1** Un empleado no deberá aceptar o mantener empleo externo con una persona o entidad que reciba fondos de o esté regulada de alguna manera por el Departamento, a menos que dicho interés haya sido informado al Comisionado y cuente con su aprobación.

**8.2** Un empleado no deberá desempeñarse en la junta directiva o la junta asesora, ni actuará como consultor ad honorem de un organismo no estatal que esté regulada de alguna manera por el Departamento, a menos que dicho interés haya sido informado al Comisionado y cuente con su aprobación.

**8.3** Un empleado no deberá tener una participación mayoritaria ni involucrarse en ninguna transacción financiera con ninguna entidad regulada por o que realice negocios con el Departamento, a menos que dicho interés haya sido informado al Comisionado y cuente con su aprobación.

**8.4** Un empleado no deberá desempeñarse en la junta directiva de ningún organismo sin fines de lucro que busque influir en las decisiones del Departamento, a menos que dicho interés haya sido informado al Comisionado y cuente con su aprobación.

## **9. EFECTO DE LOS CONFLICTOS DE INTERESES**

**9.1** Un empleado con un Conflicto de intereses directo o indirecto está sujeto a acciones disciplinarias de conformidad con las reglas y políticas del Departamento de Recursos Humanos. Sin embargo, un empleado que tenga un Conflicto de intereses directo o indirecto o conflicto potencial podrá informar dicho conflicto por escrito al Comisionado a través del supervisor inmediato del empleado usando el formulario de Información de conflicto de intereses potencial del TDEC para procurar una exención de las prohibiciones de esta política.<sup>3</sup>

El Comité de Conflicto de Intereses evaluará la información y presentará su recomendación al Comisionado luego de la revisión por parte del supervisor inmediato del empleado, el director y el comisionado adjunto; sin embargo, un revisor podrá obtener el asesoramiento de la Oficina del Asesor Legal antes de tomar una determinación.<sup>4</sup> El Comisionado determinará si existe un conflicto y si corresponde una

---

<sup>3</sup> El empleado podrá obtener el formulario de Información de conflicto de intereses potencial de Recursos Humanos del TDEC o de la intranet.

<sup>4</sup> Dependiendo del puesto del empleado en el TDEC, la revisión por parte de un director y/o comisionado adjunto puede no ser

exención de prohibiciones de otro modo aplicables en esta política considerando las circunstancias. El formulario de información deberá estar completo y deberá contener toda la información pertinente con respecto a la entidad o actividad que está relacionada con el Departamento y la naturaleza de la actividad que el empleado realizará; remuneración, en su caso, que se obtendrá; extensión de involucramiento con la entidad o actividad; y el momento en el que se realizan las actividades. Si el Comisionado no aprueba la actividad del empleado, el empleado deberá eliminar el conflicto de intereses.

**9.2** Un empleado cuya conducta crea una apariencia de un conflicto de intereses podrá seguir el proceso establecido en 9.1 para un Conflicto de intereses directo o indirecto, o terminar la conducta o actividad. De lo contrario, el empleado se verá sometido a acciones disciplinarias de conformidad con las reglas y políticas del Departamento de Recursos Humanos.

**9.3** Un empleado que el organismo de licencias correspondiente ha determinado que violó un requerimiento de licencia relacionado con un conflicto de intereses está sujeto a acciones disciplinarias de conformidad con las reglas y políticas del Departamento de Recursos Humanos.

**9.4** Un empleado que viola una disposición legal sobre conflicto de intereses está sujeto a todas las sanciones establecidas en la ley y también está sujeto a acciones disciplinarias de conformidad con las reglas y políticas del Departamento de Recursos Humanos.

Esta Política sobre Conflictos de intereses es adoptada nuevamente y entra en vigencia con sus modificaciones el 8 de mayo de 2017.

APROBADO:

*[FIRMA]*

---

ROBERT J. MARTINEAU, JR.  
COMISIONADO  
DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y  
CONSERVACIÓN

---

aplicable. Un empleado o supervisor podrá comunicarse con un miembro del Comité de conflictos de intereses para verificar cuáles son las autoridades de revisión apropiadas.

## APÉNDICE

### Unidades Organizacionales del Departamento de Medioambiente y Conservación de Tennessee

#### **Operaciones**

Unidades organizacionales:

- Servicios de emergencia
- Servicios fiscales/Contralor
- Presupuesto
- Responsabilidad financiera
- Adquisiciones y política
- Auditoría interna
- Servicios de información
- Administración de subvenciones y contratos
- Registros/Espacio/Instalaciones

#### **Oficina de Parques y Conservación**

Unidades organizacionales:

- Administración
  - Arqueología
  - Gestión de instalaciones
  - Programas interpretativos y educación
  - Marketing y desarrollo de productos
  - Áreas naturales
  - Servicios de educación y recreación
  - Operaciones de parques estatales\*
- \*Cada Parque Estatal es una unidad organizacional

#### **Oficina de Medioambiente**

Unidades organizacionales:

- Control de contaminación del aire
- Salud radiológica
- Remediación
- Encuesta geológica
- Gestión de residuos sólidos/peligrosos
- Tanques de almacenamiento subterráneo
- Recursos hídricos
- Autoridad de la cuenca del río Tennessee Oeste

La Oficina del Comisionado, la Oficina del Asesor Legal, la Oficina de Prácticas Sustentables, la Oficina de Programas de Energía, Política y Planeamiento, Comunicaciones, Recursos Humanos/Gestión de Talento, Asuntos Externos, y todos los demás empleados cuya oficina no está específicamente enumerada arriba, se consideran que tienen todo el Departamento como una Unidad Organizacional.



DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN OFICINA DEL  
ASESOR LEGAL  
William R. Snodgrass TN Tower  
312 Rosa L. Parks Avenue, 2<sup>nd</sup> Floor  
Nashville, TN 37243

INFORMACIÓN DE POSIBLES CONFLICTOS DE INTERESES

Empleado:

Fecha:

División:

Puesto:

Sección:

Estación de trabajo:

¿Cuál es la naturaleza del posible conflicto de intereses? Describa la actividad que realizará y cómo puede ser un conflicto de intereses directo o indirecto o cómo puede dar la apariencia de ser un conflicto de intereses. Sea específico y haga referencia a secciones aplicables de la política. Adjunte páginas adicionales si es necesario y toda documentación que pueda ayudar al Comisionado a llegar a una decisión.

---

Si está informando un conflicto de intereses directo, explique por qué una aplicación estricta de la Política sobre Conflictos de Intereses sería injusta o redundaría en dificultades injustificadas y por qué debería otorgarse una excepción. Si está informando un conflicto de intereses indirecto o una actividad que puede tener la apariencia de un conflicto de intereses, explique por qué se le debería permitir seguir participando en esta actividad.

---

Si corresponde, ¿cuál será su puesto y obligaciones fuera del TDEC?

---

Describa sus responsabilidades laborales en el TDEC:

---

¿Tiene una asignación geográfica para sus responsabilidades laborales en el TDEC? En ese caso, ¿dónde es?

---

Si corresponde, identifique su cliente propuesto, empleador propuesto u organización propuesta. Indique nombres y direcciones.

---

¿La actividad que propone hacer, su cliente propuesto, su empleador propuesto o su organización propuesta están reguladas por el TDEC o hacen negocios con el TDEC?    Sí     NO

¿Su cliente propuesto, empleador propuesto u organización propuesta poseen algún permiso emitido por el TDEC, o están en el proceso de solicitar un permiso del TDEC? En ese caso, enumere los números de permiso o identifique de otro modo los permisos.

---

¿Recibirá una remuneración por la actividad propuesta cuya aprobación está solicitando? En ese caso, describa la remuneración.

---

¿Usted asesorará a su cliente propuesto, empleador propuesto u organización propuesta sobre el cumplimiento de cuestiones reguladas por el TDEC o permisos del TDEC y/o acciones de cumplimiento? En ese caso, explique.

---

Si corresponde, describa el puesto y las obligaciones del miembro de su familia inmediata por el que está presentando esta información:

---

Si corresponde, describa la naturaleza de su participación mayoritaria o las transacciones financieras en las que estaría involucrado y que requieren esta información:

---

¿Esta organización se postulará para recibir fondos o subsidios del TDEC?      Sí       NO   
En ese caso, ¿usted revisará, calificará o adjudicará alguno de esos fondos o subsidios? \_\_\_\_\_

¿Conoce a algún otro empleado del TDEC que haya participado en esta misma actividad?      Sí       NO

En ese caso, proporcione su nombre y lugar de trabajo:

---

Certifico que toda la información proporcionada en este formulario es verdadera y precisa. Comprendo cabalmente que esta solicitud puede ser denegada si hay una apariencia de irregularidad.

\_\_\_\_\_  
Firma del empleado

Supervisor: \_\_\_\_\_  
Recomendación/comentarios: \_\_\_\_\_

Fecha: \_\_\_\_\_

---

Director de la División: \_\_\_\_\_  
Recomendación/comentarios: \_\_\_\_\_

Fecha: \_\_\_\_\_

---

Comisionado adjunto: \_\_\_\_\_  
Recomendación/comentarios: \_\_\_\_\_

Fecha: \_\_\_\_\_



**ESTADO DE TENNESSEE  
CONTRALOR DEL TESORO  
OFICINA DEL ASESOR DE REGISTROS ABIERTOS**

**MEJORES PRÁCTICAS Y DIRECTRICES**

**PROPÓSITO:**

De conformidad con el Código Anotado de Tennessee, Sección 8-4-604(a)(4), la Oficina del Asesor de Registros Abiertos debe establecer un modelo de política de registros públicos y mejores prácticas para su uso por parte de los custodios de registros en cumplimiento con el Código Anotado de Tennessee, Sección 10-7-503. Por consiguiente, la política siguiente establece directrices y mejores prácticas generales para custodios de registros cuando manejan solicitudes de registros públicos realizadas de conformidad con la Ley de Registros Públicos de Tennessee.

**POLÍTICA:**

Una política de registros públicos debería balancear la necesidad de una entidad gubernamental de funcionar de manera eficiente, proteger la información confidencial y mantener la integridad de los registros con el derecho del público a acceder a registros de conformidad con la Ley de Registros Públicos de Tennessee ("TPRA"). No debería utilizarse ninguna práctica y procedimiento, incluido el cobro de aranceles, para impedir el ejercicio de los derechos otorgados a los ciudadanos conforme a la TPRA. Las siguientes secciones abordan mejores prácticas y directrices comunes en cada área temática en un esfuerzo por lograr un equilibrio de estos intereses.

Al interpretar la TPRA, los tribunales permanentemente basan sus decisiones en los hechos y circunstancias de la situación específica. Estas Mejores prácticas y directrices no cubren todas las situaciones. Los custodios de registros del gobierno estatal que tengan preguntas sobre cómo responder a una solicitud de un registro en particular deberían comunicarse con la Oficina del Procurador General y Relator. Todos los demás custodios de registros que tengan preguntas sobre cómo responder a una solicitud de un registro deberían comunicarse con la Oficina del Asesor de Registros Abiertos ("OORC").

**I. Responsabilidades de la TPRA**

- A. Las entidades gubernamentales sujetas a la TPRA deberán establecer una política de registros públicos debidamente adoptada por su autoridad de gobierno antes del 1 de julio de 2017. Consulte Código Anotado de Tennessee, Sección 10-7-503(g).
- B. Las entidades gubernamentales, en su política de registros públicos, identificarán un Coordinador de Solicitudes de Registros Públicos ("PRRC") o Coordinadores para asegurar que las solicitudes de registros públicos se dirijan al custodio de registros apropiado y se respondan de conformidad con el Código Anotado de Tennessee, Sección 10-7-503(a)(2)(B). Consulte Código Anotado de Tennessee, Sección 10-7-503(a)(1)(B).
- C. Las entidades gubernamentales deberían identificar a todas las personas que se desempeñan como custodios de registros, definidos como "toda oficina, funcionario o empleado de [la] entidad gubernamental legalmente responsable por el cuidado y la custodia directa de un

- registro público". Consulte Código Anotado de Tennessee, Sección 10-7-503(a)(1)(C).
- D. Las entidades gubernamentales deberían identificar los tipos de registros públicos que se "realizan o reciben conforme a la ley u ordenanza o en relación con la transacción de [su] actividad oficial". Consulte Código Anotado de Tennessee, Sección 10-7-503(a)(1)(A). La revisión de los cronogramas de retención y autorizaciones de destrucción puede ayudar en la identificación de los registros.
  - E. Las entidades gubernamentales brindarán pronto acceso a los registros públicos abiertos, a menos que la ley disponga lo contrario. Consulte Código Anotado de Tennessee, Sección 10-7-503(a)(2)(A).
    - 1. Los registros de las entidades gubernamentales sujetos a la TPRA estarán abiertos para la inspección personal por parte de cualquier ciudadano de Tennessee en todo momento durante el horario de atención.
    - 2. El horario de atención de los hospitales públicos se define como el horario de atención de sus oficinas administrativas.
    - 3. Los registros públicos se presumen abiertos. Por consiguiente, las entidades gubernamentales deberían tomar acciones apropiadas en el momento en que se crean o reciben los registros para poder brindar pronto acceso a los registros.

## II. Ciudadanía

- A. Solamente los ciudadanos de Tennessee tienen un derecho valedero para acceder a registros públicos. Por lo tanto, una entidad gubernamental goza de discrecionalidad para brindar acceso a personas que no presentan prueba de ciudadanía de Tennessee. La decisión de responder a pedidos de solicitantes que no son ciudadanos de Tennessee deberá expresarse claramente en la política de registros públicos de la entidad gubernamental.
- B. Si bien no es obligatorio, un custodio de registros tiene derecho a requerir una identificación con foto emitida por el gobierno que incluya el domicilio de una persona para verificar la ciudadanía. La decisión de requerir una identificación con foto debería estar claramente expresada en la política de registros públicos de la entidad gubernamental e imponerse de manera uniforme a todos los solicitantes.
- C. Un custodio de registros podrá aceptar formas de identificación alternativas para verificar la ciudadanía. Si se aceptan formas de identificación alternativas, como una identificación de un estudiante de una escuela de Tennessee, las entidades gubernamentales deberán desarrollar una lista de formas de identificación alternativas aceptables.
- D. Las solicitudes de reclusos o presos encarcelados en instalaciones correccionales de Tennessee deberán considerarse como presentadas por ciudadanos de Tennessee sin más prueba de ciudadanía cuando las copias deban enviarse a los solicitantes en las instalaciones correccionales.
- E. Antes de decidir mantener una copia de la forma de identificación de un solicitante, una entidad gubernamental deberá determinar si hay un beneficio en mantener una copia de la prueba de identificación que compense la obligación de mantener la confidencialidad de toda "información de identificación personal", tal como se la define en el Código Anotado de Tennessee, Sección 10-7-504(a)(29)(C).
- F. Si un custodio de registros anticipa que recibirá copias de licencias de conducir electrónicamente, la entidad gubernamental deberá desarrollar procedimientos para mantener



la confidencialidad de la información contenida en las copias electrónicas de las licencias.

### III. Aranceles

- A. No se utilizarán aranceles para desalentar o impedir las solicitudes de registros públicos.
- B. La decisión de cobrar aranceles por copias o duplicados deberá tomarse considerando el presupuesto de la entidad gubernamental, las fuentes de fondos, los recursos disponibles y el nivel de personal.
- C. Si se toma la determinación de cobrar aranceles por copias o duplicados, la entidad gubernamental deberá considerar exenciones de los aranceles para ciertas circunstancias. Las exenciones (o reducciones) de aranceles se podría basar en varios factores, como por ejemplo:
  - 1. La cantidad de copias solicitadas;
  - 2. El monto en dólares de los cargos;
  - 3. El tipo o naturaleza del registro solicitado; o
  - 4. La accesibilidad del registro.

Las exenciones pueden ser también apropiadas cuando el registro contiene información que es de interés público difundir ampliamente (como avisos de carreteras cerradas o avisos de audiencias públicas).

- D. La decisión de cobrar las copias o duplicados debe verse debidamente reflejada en la política de registros públicos de una entidad gubernamental.
- E. Si una entidad gubernamental decide cobrar aranceles por copias o duplicados, se recomienda que la entidad adhiera a la Política de Cronograma de Cargos Razonables promulgada por la OORC, dado que crea una presunción de que tales cargos son razonables. Si una entidad gubernamental determina que sus costos reales son más elevados que los montos establecidos por la OORC, la entidad gubernamental debería retener una documentación escrita de dichos costos.
- F. Si se cobra por la mano de obra, deberán utilizarse empleados con habilidades y conocimiento apropiados, pero se debe tener en cuenta el costo final total cuando se seleccionen empleados para responder a las solicitudes. Si bien se prefieren empleados con remuneraciones más bajas, puede ser más beneficioso utilizar un empleado mejor remunerado si puede cumplir la tarea con más eficiencia, lo cual puede redundar en menores costos laborales.
- G. Ya sea que cobre por las copias o la mano de obra, una entidad gubernamental debería determinar sus costos administrativos asociados con el cobro de aranceles ya que puede haber un mínimo monto de aranceles necesarios a fin de evitar perder dinero por los cargos de procesamiento.
- H. Una entidad gubernamental debería considerar requerir o recibir el pago total o parcial de los cargos estimados previo a la producción de las copias cuando los costos de duplicación de los registros solicitados son significativos.
- I. Si un custodio de registros va a segmentar la producción de los registros solicitados, el requerimiento del pago previo a la producción de los registros también debería segmentarse en consecuencia.

- J. La incapacidad de un custodio de registros de producir internamente un duplicado o una copia de un registro no elimina la obligación de proporcionar un duplicado o una copia cuando se lo solicita.
  - 1. Cuando un custodio de registros tiene conocimiento de que la entidad gubernamental no tiene la capacidad interna de reproducir registros públicos que son solicitados en forma recurrente, la entidad gubernamental debería identificar y precalificar proveedores que puedan prestar en forma segura los servicios de copiado, edición y duplicación.
  - 2. Cuando un custodio de registros no tiene la capacidad interna de realizar copias o duplicados de un registro solicitado, el custodio de registros deberá notificar al solicitante e identificar el proveedor que se utilizará para producir los registros solicitados, además del costo estimado para producir el registro.
  - 3. Cuando se utiliza un proveedor externo, el custodio de registros deberá requerir el pago del solicitante por adelantado con base en el costo estimado.
- K. Cuando una entidad gubernamental acepta múltiples formas de pago (como efectivo, cheques, tarjetas de crédito o débito, órdenes de pago y aplicaciones de pago en línea) en la transacción de operaciones oficiales, la entidad gubernamental debería considerar permitir formas de pago similares para las copias de registros públicos.

#### **IV. Proceso**

- A. Las entidades gubernamentales deberán brindar una notificación pública y fácil acceso a las políticas de registros públicos.
- B. Las entidades gubernamentales deberán asegurar que los registros públicos abiertos que responden a un pedido bajo la TPRA se proporcionen prontamente. No se considera “pronto”, conforme a la TPRA, esperar habitualmente siete (7) días hábiles para responder a un pedido de registros.
- C. Una entidad gubernamental debería identificar exenciones bajo la TPRA que se aplican a sus registros.
- D. En el caso de que no sea factible responder prontamente a una solicitud, una entidad gubernamental responderá a una solicitud de registros en una de las tres maneras establecidas en el Código Anotado de Tennessee, Sección 10-7-503(a)(2)(B). Para brindar una respuesta más allá de otorgar o negar acceso a los registros solicitados, una entidad gubernamental deberá usar el Formulario de Respuesta a solicitudes de registros públicos desarrollado por la OORC.
- E. Las negativas de solicitudes de registros deberán ser por escrito y, si así se requiere en la política de registros públicos de la entidad gubernamental, en un formulario determinado. Si el formulario no está especificado en la política, un custodio de registros podrá usar el Formulario de Respuesta a solicitudes de registros públicos desarrollado por la OORC.
- F. Todos los formularios requeridos para solicitar copias de registros deberán estar disponibles de inmediato.
- G. Una entidad gubernamental deberá determinar qué documentación requerirá que mantenga el PRRC y el custodio de registros para que la entidad esté segura de su cumplimiento con la TPRA.

- H. Cuando las solicitudes de registros son para una gran cantidad de registros, o para registros cuya entrega requerirá más que unas semanas, el acceso a los registros deberá ser segmentado y entregado en etapas en lugar de esperar para brindar acceso hasta que todos los registros estén disponibles. La segmentación no es necesaria si la solicitud es para copias, el solicitante paga las copias por adelantado y el solicitante acepta una única fecha de entrega.
- I. La TPRA no da ninguna guía en cuanto a priorizar respuestas a los pedidos de registros más que obligar que el acceso a los registros públicos se haga prontamente cuando es factible. Por consiguiente, las entidades gubernamentales deberán responder a los pedidos prontamente, cuando sea factible, mientras continúan respondiendo a pedidos que consumen más tiempo.
- J. Cuando una entidad gubernamental recibe el pago por adelantado en concepto de gastos de franqueo y costos de copias, el custodio de registros está obligado a usar Correo de primera clase de USPS para el envío de las copias al domicilio particular del solicitante. Las entidades gubernamentales deberán considerar usar otros medios de entrega solicitados cuando sea factible.

#### **V. Coordinador de Solicitudes de Registros Públicos (PRRC)**

- A. La función del PRRC es asegurar que las solicitudes de registros se dirijan al custodio de registros apropiado, y que el custodio cumpla con el Código Anotado de Tennessee, Sección 10-7-503(a)(2)(B), ya sea brindando pronto acceso a los registros solicitados o, si no es factible brindar pronto acceso, tomando las acciones apropiadas dentro de los siete (7) días hábiles.
- B. La función del PRRC es hacer que el proceso de solicitud de registros funcione con más eficiencia y no sobrecargar u obstaculizar las respuestas a las solicitudes de registros.
- C. El PRRC debería estar informado sobre la TPRA y la entidad gubernamental (además de comprender el sistema de gestión de registros que se utilice y todas las políticas relacionadas con la gestión de registros e información). El PRRC además debería tener conocimiento de todas las exenciones aplicables a la TPRA que tienen que ver con los registros de la entidad gubernamental.
- D. Si una entidad gubernamental es grande, puede necesitar más de un PRRC.
- E. El PRRC deberá informar a la autoridad a cargo de la entidad gubernamental en forma regular sobre la actividad de solicitudes de registros de la entidad y el cumplimiento de la TPRA. El PRRC debería hacer recomendaciones a la autoridad a cargo sobre la política de registros públicos.
- F. La entidad gubernamental deberá informar al PRRC de todos los custodios de registros relevantes y asegurar que todos los cambios en los custodios de registros se informen prontamente al PRRC.

#### **VI. Custodios de registros**

- A. La TPRA exige que los custodios de registros permitan la inspección de los registros públicos durante el horario de atención. Por lo tanto, siempre que sea factible, un custodio de registros deberá contar con un espacio designado, bien iluminado y confortable, disponible durante el horario de atención normal, donde los solicitantes puedan inspeccionar los registros públicos bajo la supervisión del custodio de registros.
- B. Los custodios de registros deberán responder a las solicitudes de registros “prontamente”. No se considera “pronto” esperar habitualmente hasta el séptimo (7.<sup>mo</sup>) día hábil para responder a

- un pedido de registros.
- C. Los custodios de registros deberán esforzarse para responder a todas las solicitudes de registros de la manera más económica y eficiente factible. Por ejemplo, si se van a aplicar cargos por mano de obra, entonces deberían utilizarse personas calificadas de la plantilla con menores salarios por hora para producir los registros solicitados.
  - D. Cuando los registros se mantienen electrónicamente, los custodios de registros deberán producir los registros solicitados electrónicamente. Los registros deberán producirse electrónicamente, cuando sea posible, como medio de utilizar el método más económico y eficiente para producir registros. Se recomienda que los custodios de registros brinden los registros en un formato seguro. Un custodio no está obligado a brindar el registro en un formato que se pueda manipular. (Por ejemplo, un documento en Word se puede brindar a un solicitante en formato pdf).
  - E. Los custodios de registros deberán mantener copias de los registros que razonablemente se espera que se soliciten con frecuencia en un lugar donde se puedan ubicar y producir con facilidad. Cuando registros solicitados con frecuencia requieren una edición, el custodio de registros deberá mantener una copia de los registros editados. Si es factible, los registros solicitados con frecuencia deberían publicarse en línea de manera rutinaria.
  - F. En algunos casos, no se puede brindar acceso a registros originales. Por ejemplo, no se pueden brindar los registros originales cuando se requiere una edición o cuando los registros son frágiles debido a la antigüedad u otras condiciones y el acceso directo puede causar daño a los originales. En tales casos, el custodio de registros deberá informar al solicitante que se brindará acceso a copias de los registros.

## **VII. Edición**

- A. Un custodio de registros está obligado a mantener la confidencialidad de la información confidencial. Si no hay una obligación legal de tener o mantener la información confidencial, el método más simple para proteger la confidencialidad es no crear o recibir registros con información confidencial innecesaria.
- B. Un custodio de registros está obligado a mantener la integridad de los registros. La edición oculta o elimina información confidencial. Un custodio de registros nunca deberá editar documentos originales a menos que el asesor legal le aconseje hacerlo. Un custodio de registros deberá copiar un documento editado o redactado para asegurar que no se pueda ver la información confidencial a través de la edición.
- C. En los casos en los que el registro se mantiene en formato de papel, o se escanea y almacena electrónicamente, el custodio de registros deberá hacer una copia del registro, cubrir la información a editar con un marcador negro y escanear el papel a un formato pdf.
- D. Un custodio de registros deberá tener precaución al editar registros electrónicos. La información redactada puede parecer ilegible; sin embargo, los metadatos siguen embebidos en los registros que no se han borrado. Esto significa que si bien la información oculta puede no aparecer a simple vista, los metadatos del documento pueden almacenar esa información, haciendo que sea fácil para un usuario manipular los metadatos y obtener acceso a la información oculta. Una entidad gubernamental no debería depender exclusivamente de programas de edición electrónica para asegurar que la información se mantenga confidencial.

## **VIII. Sitio web**

- A. Una entidad gubernamental debería publicar claramente su política de registros públicos, o un

enlace a la política, en la página de inicio de su sitio web.

- B. Una entidad gubernamental deberá incluir la información de contacto del Coordinador (o Coordinadores) de Solicitudes de Registros Públicos en la página de inicio de su sitio web.
- C. Los registros públicos con una audiencia principalmente pública (como estados contables anuales, comunicados de prensa y documentos relacionados con reuniones de órganos de gobierno como notificaciones, agendas y minutas) y los registros solicitados con frecuencia deberían publicarse en un sitio web de la entidad gubernamental siempre que sea factible.
- D. Una entidad gubernamental debería utilizar su sitio web para manejar con eficiencia las solicitudes de registros. Un custodio de registros podrá dirigir a un solicitante al sitio web para los registros solicitados. Sin embargo, un solicitante tiene derecho de todos modos a inspeccionar registros públicos durante el horario de atención habitual y/o recibir una copia o duplicado hecho por el custodio de registros.

*Presentado a ACOG: 8 de noviembre de 2016*  
*Fecha de entrada en vigencia: 20 de enero de 2017*

## FORMULARIO DE SOLICITUD DE REGISTROS PÚBLICOS

La Ley de Registros Públicos de Tennessee (TPRA) otorga a los ciudadanos de Tennessee el derecho a acceder a registros públicos abiertos que existan en el momento de la solicitud. La TPRA no exige que los custodios de registros compilen información o creen o recreen registros que no existen.

(Nombre de la entidad gubernamental y nombre e información de contacto del Coordinador de Solicitudes de Registros Públicos)

**Para:**

(Insertar nombre e información de contacto del solicitante (incluir una dirección para cualquier respuesta escrita requerida por la TPRA))

**De:**

**¿El solicitante es un ciudadano de Tennessee?**  Sí  No

**Solicitud:**  Inspección (La TPRA no permite aranceles ni requiere una solicitud escrita para inspección solamente<sup>i</sup>).

Copia/Duplicado

Si se aplican costos por las copias, el solicitante tiene derecho a recibir una estimación. ¿Desea renunciar a su derecho a una estimación y acepta pagar los costos de copiado y duplicación en un monto que no exceda \$ \_\_\_\_\_? En ese caso, escriba sus iniciales aquí:

\_\_\_\_\_.

**Preferencia de entrega:**  Retiro en el lugar  
 Electrónico

Correo de primera clase USPS  
 Otro: \_\_\_\_\_

### Registros solicitados:

Proporcione una descripción detallada del registro o registros solicitados, que incluya: (1) tipo de registro; (2) periodo o fechas de los registros solicitados; y (3) tema o palabras clave relacionadas con los registros. Conforme a la TPRA, las solicitudes de registros deben ser lo suficientemente detalladas para permitir que una entidad gubernamental identifique los registros específicos solicitados. Por lo tanto, su solicitud de registros deberá proporcionar suficiente detalle para permitir que el custodio de registros que responde a la solicitud identifique los registros específicos que usted está buscando.

\_\_\_\_\_  
Firma del solicitante y fecha de presentación

\_\_\_\_\_  
Firma del Coordinador de Solicitudes de Registros Públicos y fecha de recepción

<sup>i</sup> Nota, el Código Anotado de Tennessee, Sección 10-7-504(a)(20)(C) permite cobrar la redacción/edición de registros privados de una empresa de servicios públicos.

# **Departamento de Medioambiente y Conservación de Tennessee**

## **Política sobre grabación de conversaciones**

### **I. ANTECEDENTES**

Las leyes federales y de Tennessee permiten que cualquier persona grave electrónicamente sus conversaciones telefónicas. Esto es así aun si las otras partes de la conversación no han dado su consentimiento para que se efectúe la grabación y aun si las otras partes desconocen que se está grabando la conversación.

Las prohibiciones legales con respecto a la grabación de conversaciones tienen que ver principalmente con las escuchas telefónicas (grabar conversaciones en las que no participa la persona que está efectuando la grabación). Este no es un problema que competa al Departamento excepto cuando actúa en conjunto con los organismos de cumplimiento de la ley y este no es el tema de esta política.

Independientemente de las consideraciones legales, la grabación rutinaria y no informada de las conversaciones por parte de un organismo gubernamental puede afectar la sinceridad del público cuando se comunica con ese organismo. Las grabaciones rutinarias y no informadas de las conversaciones por parte de un organismo gubernamental puede fomentar el temor y la desconfianza del público en el organismo.

### **II. POLÍTICA**

Excepto lo dispuesto específicamente a continuación, los empleados de la oficina ambiental del Departamento de Medioambiente y Conservación de Tennessee no efectuarán grabaciones no informadas de conversaciones que mantengan con miembros del público. Esta prohibición se aplica a todas las conversaciones, incluidas las que se mantienen en persona y por teléfono.

Esta política no prohíbe la grabación de conversaciones una vez que todas las partes hayan sido informadas de que se realizará una grabación de la conversación.

Esta política no exige que todas las partes den su consentimiento a la grabación de una conversación.

### **III. EXCEPCIONES**

Esta política no prohíbe que los empleados que son oficiales de las fuerzas de seguridad comisionados u otros empleados que actúan siguiendo directivas de agentes del orden federales o estatales graben conversaciones sin el conocimiento de todas las partes implicadas en las conversaciones cuando dicho empleado está asistiendo en la investigación o procesamiento de un asunto penal.

### **IV. CUMPLIMIENTO**

Todo empleado que observe o tenga conocimiento de una potencial infracción de esta política deberá notificar a su supervisor y/o a Auditoría Interna. Las acciones disciplinarias por la infracción de esta política pueden incluir orientación, cambios en las asignaciones de trabajos, una advertencia o reprimenda por escrito, suspensión y/o la rescisión del contrato.

ENTRADA EN VIGOR A LOS 21 DÍAS DE septiembre de 2007.

[FIRMA]

---

PAUL SLOAN, COMISIONADO ADJUNTO



**DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN DE  
TENNESSEE DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO  
SUBTERRÁNEO  
OFICINA DEL DIRECTOR**

**Directiva de política**

**FECHA: 28 de febrero de 2007**

**PARA: Todo el personal de la División de UST**

**DE: Stanley R. Boyd [FIRMA]**

**ASUNTO: Política para instruir al personal a no firmar acuerdos de exención de responsabilidad**

**Antecedentes**

He tomado conocimiento de que a inspectores de la división u otros empleados se les ha pedido recientemente que firmen un “Acuerdo de exención de responsabilidad” cuando llegan a ciertos lugares para realizar una inspección de las instalaciones o verificar el estado de la evaluación o remediación del lugar.

**Propósito**

El propósito de este memorando es informar a los miembros del personal que no pueden firmar un “Acuerdo de exención de responsabilidad”.

**Lógica**

Un empleado solamente debería estar en un lugar con el fin de cumplir con sus obligaciones laborales, que son una función del gobierno estatal. El propósito de un “Acuerdo de exención de responsabilidad” es hacer que el signatario (la persona que firma el acuerdo) ceda la inmunidad soberana del Estado de Tennessee o limite los recursos legales disponibles para el Estado de Tennessee. Un empleado estatal no tiene la autoridad para firmar un acuerdo que sería vinculante para el Estado de Tennessee. Nuestra Oficina del Asesor Legal nos ha informado que ha habido numerosos dictámenes emitidos por la Oficina del Procurador General sobre este tema.

Si una empresa u otro establecimiento que el personal de la división inspecciona o visita sufre daños por un acto u omisión de un empleado estatal en el desempeño normal de sus funciones estatales/asignaciones laborales, dicha compañía o establecimiento tiene

derecho a presentar una demanda ante el estado.

### **Solicitud práctica**

Si un propietario y/u operador de un tanque niega el acceso al lugar a un miembro del personal, con el fin de llevar a cabo una inspección, ese miembro del personal deberá abandonar el lugar y derivar la cuestión al Coordinador de la Oficina de Campo en la Oficina Central para su resolución.

La división citará al propietario y/u operador del tanque por infracción de la Regla 1200-1-15-.03(5), que establece lo siguiente:

Los propietarios y/u operadores de sistemas de UST cooperarán plenamente con las inspecciones, monitoreos y pruebas realizadas por la División, así como con los pedidos de presentación de documentos, pruebas y monitoreo por parte del propietario u operador de conformidad con la Ley de Tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo de Tennessee, Código Anotado de Tennessee, Sección 68-215-107.

### **Leyes de Tennessee aplicables:**

Código Anotado de Tennessee, Sección 9-8-101 y *sig.* y Código Anotado de Tennessee, Sección 68-215-107(e)(1) y (2)



ESTADO DE TENNESSEE  
DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN  
Oficina de Medioambiente

**DIRECTIVA DE POLÍTICA**

FECHA: 16 de junio de 2010

PARA: Directores, Gerentes de  
Cumplimiento

DE: Paul Sloan, Comisionado Adjunto [MANUSCRITO]  
E. Joseph Sanders, Asesor Legal [MANUSCRITO]

[SELLO: RECIBIDO;  
28 DE JUN  
[ILEGIBLE] DEPTO.  
DE MEDIOAMBIENTE  
Y CONSERVACIÓN;  
OFICINA DEL  
ASESOR LEGAL]

ASUNTO: **Política para instruir al personal a no firmar acuerdos de exención de responsabilidad**

Ocasionalmente se ha pedido al personal del TDEC que firme un Acuerdo de exención de responsabilidad cuando llegan a un lugar para efectuar una inspección, evaluación del lugar o realizar otra actividad del Departamento.

El propósito de esta directiva de política es informar a los miembros del personal que no pueden firmar acuerdos de Exención de responsabilidad.

Mientras se desempeña como agente del TDEC, un empleado solamente debería estar en un lugar con el fin de cumplir con sus obligaciones laborales, que son una función del gobierno estatal. El propósito de un Acuerdo de exención de responsabilidad es hacer que el signatario (en este caso el empleado del TDEC) ceda la inmunidad soberana del Estado o limite los recursos legales disponibles para el Estado de Tennessee. Un empleado estatal no tiene la autoridad para firmar un acuerdo que sería vinculante para el Estado de Tennessee. Si una compañía u otra entidad sufre daños por un acto u omisión de un empleado estatal en el transcurso de una inspección, visita al lugar u otra actividad que es parte del desempeño normal de las tareas de un empleado, dicha entidad tiene derecho a presentar una demanda ante el estado.

Si se niega acceso a un lugar a un empleado como consecuencia de negarse a firmar un Acuerdo de exención de responsabilidad, el empleado deberá abandonar el lugar, comunicarse con su supervisor, y proceder de conformidad con la Guía Uniforme del Departamento para Informar agresiones, amenazas, intimidación o interferencia (emitida el 7 de julio de 2008).



<b>Aprobado por:</b> Juan Williams, Comisionado	<b>Número de política:</b> 12-060 (Rev. 04/19)
<b>Firma:</b> [FIRMA]	<b>Reemplaza a:</b> 12-060
<b>Aplicación:</b> Organismos del Poder Ejecutivo, todos los empleados del Poder Ejecutivo	<b>Fecha de entrada en vigencia:</b> 1 de agosto de 2013
<b>Autoridad:</b> 29 U.S.C., Sección 651 y sig.; Sección 39-17-1350; Código Anotado de Tennessee, Sección 50-3-101 y sig.; Código Anotado de Tennessee, Sección 8-30-104	<b>Regla:</b> N/A

## Violencia en el lugar de trabajo

El Estado de Tennessee está firmemente comprometido con la seguridad y el bienestar de sus empleados y visitantes. Con este fin, el Estado busca proporcionar y mantener un ambiente de trabajo seguro, saludable y protegido, libre de violencia laboral. Asimismo, se espera que los empleados mantengan un alto nivel de productividad y eficiencia. La presencia de armas, a menos que sean portadas de manera legal por oficiales de las fuerzas de seguridad u otros funcionarios comisionados conforme al Código Anotado de Tennessee, Sección 39-17-1350, y la violencia en el lugar de trabajo, ya sea real, percibida o en la forma de amenazas, no es coherente con estos objetivos y no está permitida.

Todos los empleados que no están comprendidos en la excepción anterior deberán presentarse a su trabajo sin poseer armas y deberán llevar a cabo sus tareas de manera segura y productiva sin violencia o amenazas de violencia hacia ninguna otra persona. No se tolerará la violencia, las amenazas o la intimidación hacia ninguna otra persona.

### Definiciones

*Violencia en el lugar de trabajo* es toda agresión física o conducta amenazante en el lugar de trabajo. Esto incluye, entre otras cosas, todo acto o amenaza de agresión, ya sea física, verbal o escrita, que razonablemente provoque temor de daño físico; causa o es capaz de causar la muerte o lesiones corporales; amenaza la seguridad de un compañero de trabajo, visitante, cliente o miembro del público general; o daña la propiedad.

La violencia en el lugar de trabajo puede incluir, entre otras cosas, acciones físicas (como por ejemplo, golpes, empujones, patadas, contactos y agresiones); algunas acciones verbales (como por ejemplo, amenazas, acoso, abuso e intimidación); ciertas acciones no verbales (como por ejemplo, gestos amenazantes e intimidación); ciertas comunicaciones escritas (como por ejemplo, notas, correos electrónicos y publicaciones en las redes sociales amenazantes); y otras acciones (como por ejemplo, incendio intencional, sabotaje, vandalismo y acoso).

*Arma* se referirá a un dispositivo, instrumento, material o sustancia utilizados para, o capaces de, causar la muerte, lesiones corporales o daños a la propiedad. Las armas incluyen, entre otros, un explosivo, un dispositivo principalmente diseñado, hecho o adaptado para entregar o disparar un arma explosiva, una ametralladora, un rifle o escopeta, una pistola, un silenciador de armas de fuego, nudillos de metal, o cualquier otro dispositivo utilizado para infligir lesiones corporales, daños a la propiedad o la muerte sin un fin legítimo común. Los cuchillos o navajas utilizados únicamente para comer o preparar alimentos no se consideran armas a los fines de esta política a menos que se los utilice para infligir lesiones corporales o daños a la propiedad.

---

### Departamento de Recursos Humanos de Tennessee

Brindamos liderazgo estratégico en recursos humanos y nos aliamos con los clientes para  
lograr soluciones innovadoras

# Política del DOHR: Violencia en el lugar de trabajo

Número de política: 12-060  
(Rev. 04/19)

*Lugar de trabajo* significará cualquier lugar, ya sea permanente o temporario, donde un empleado realiza cualquier tarea relacionada con su trabajo. Esto incluye, entre otros, edificios de los cuales el estado es propietario o arrendatario.

*Poseción* significará la presencia de un arma en cualquier lugar en el lugar de trabajo. Esto incluye, entre otros, en el empleado, el escritorio del empleado, en el recipiente del almuerzo, bolsa, cartera, gabinete, oficina, etc.

*Sospecha razonable* significa un grado de conocimiento suficiente para inducir a una persona normalmente prudente y cautelosa a creer que las circunstancias que se presentan son probablemente verdaderas. La sospecha razonable debe fundamentarse en una base justificable, específica y objetiva y puede incluir observación directa y/o información recibida de una fuente que se considera confiable.

## Conducta prohibida

El Estado de Tennessee prohíbe estrictamente y no tolerará el uso, la posesión o la venta no autorizados de ningún arma en el lugar de trabajo; el almacenamiento de ningún arma en el lugar de trabajo; negarse a someterse a una inspección por la presencia de un arma sobre la base de sospecha razonable; condena bajo ninguna ley penal por el uso o la posesión ilegal de un arma o por cometer un acto violento contra la persona o propiedad de otro; participar en violencia en el lugar de trabajo, amenazas de violencia en el lugar de trabajo, o intimidación; negarse a cooperar en una investigación por acusaciones o sospecha de que ocurre o es probable que ocurra violencia en el lugar de trabajo o amenazas de violencia en el lugar de trabajo, o una investigación sobre la posesión de un arma por parte del empleado u otro empleado.

## Informes

Todo empleado que sea testigo o esté sometido a un incidente de violencia en el lugar de trabajo, amenazas de violencia en el lugar de trabajo o conducta sospechosa deberá denunciar de inmediato dicha conducta al supervisor apropiado, a la oficina de recursos humanos o el asesor legal y, si corresponde, a las fuerzas del orden.

Si es posible, y en ausencia de una emergencia, se deberá completar un informe escrito con un detalle del incidente que se enviará a la oficina de recursos humanos lo antes factible. Los empleados podrán usar el Formulario de recepción/derivación que se adjunta para denunciar incidentes. El departamento afectado llevará a cabo una investigación de las acusaciones de violencia en el lugar de trabajo.

Si una investigación produce hallazgos conforme a esta política, el informe investigativo será enviado a la autoridad competente para su revisión y acción apropiada. Las partes involucradas en el incidente serán informadas de los hallazgos, si corresponde.

---

**Departamento de Recursos Humanos de Tennessee**

Brindamos liderazgo estratégico en recursos humanos y nos aliamos con los clientes para lograr soluciones innovadoras

# **Política del DOHR: Violencia en el lugar de trabajo**

**Número de política:** 12-060  
(Rev. 04/19)

## **Infracciones de esta política**

Todo empleado que exhibe una conducta que infringe esta política o que alienta dicha conducta en otros se verá sujeto a acciones correctivas o disciplinarias apropiadas, que podrán incluir la terminación del empleo.

El personal de supervisión que no toma acciones apropiadas cuando toma conocimiento de tal conducta estará sujeto a acciones correctivas o disciplinarias, que podrán incluir la terminación del empleo.

## **Represalias**

El Estado prohíbe estrictamente y no tolerará ninguna forma de represalia dirigida contra un empleado que denuncia incidentes de amenazas, violencia en el lugar de trabajo, conducta intimidante o posesión de armas. Ningún empleado que brinda información sobre una infracción o que asiste en la investigación de una denuncia se verá afectado en forma adversa en los términos y condiciones de empleo, ni será discriminado o despedido por dicha denuncia.

## **Varios**

El Programa de asistencia a empleados ParTNers (EAP) proporciona asesoramiento financiero, legal y emocional confidencial sin costo a los miembros y sus dependientes. El EAP debería considerarse un recurso para empleados que enfrentan potencial violencia en el lugar de trabajo. Los servicios del EAP se ofrecen a todos los empleados de tiempo completo del estado y de educación superior y a los miembros elegibles de sus familias. Optum es el proveedor que brinda servicios de EAP, salud mental y abuso de sustancias. Todos los servicios son estrictamente confidenciales y se puede acceder llamando al 1.855.HERE.4.TN (1.855.437.3486), los siete (7) días de la semana, las veinticuatro (24) horas del día. Se puede acceder a más información sobre su EAP ParTNers en <https://www.tn.gov/finance/article/fa-benefits-eap>.

Si un empleado sufre lesiones mientras participa en una pelea o después de instigar una pelea, podrá negarse el derecho a beneficios del seguro por accidentes de trabajo, de conformidad con la ley estatal. Se puede acceder a más información sobre el seguro de accidentes de trabajo en <http://treasury.tn.gov/wc/>.

Las preguntas con respecto a esta política deberán dirigirse a la oficina de recursos humanos de su organismo o la Oficina del Asesor Legal.

**Adjunto-Formulario de recepción/derivación**

**Declaración sobre confidencialidad**

De conformidad con el Código Anotado de Tennessee, Sección 10-7-503(a)(2)(A), "todos los registros . . . estatales . . . estarán abiertos en todo momento, durante el horario de atención, para la inspección personal de cualquier ciudadano de Tennessee, y los que están a cargo de dichos registros no negarán dicho derecho de inspección a ningún ciudadano, a menos que la ley estatal disponga lo contrario". Por consiguiente, el Estado no puede y no garantiza la confidencialidad de este documento o cualquier nota, archivo, informe u otros documentos, ya sean creados por el Estado o recibidos del denunciante, el acusado o los testigos.

NOMBRE DEL DENUNCIANTE O PERSONA QUE INFORMA EL EVENTO:

\_\_\_\_\_

CORREO ELECTRÓNICO/NÚMEROS DE TELÉFONO DEL DENUNCIANTE O PERSONA QUE INFORMA EL EVENTO:

CORREO ELECTRÓNICO: \_\_\_\_\_

TRABAJO: \_\_\_\_\_

PREFERIDO: \_\_\_\_\_

NOMBRE DEL ORGANISMO Y DIVISIÓN INVOLUCRADOS:

\_\_\_\_\_

NOMBRE DE PERSONA(S) ACUSADA(S):

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

RELACIÓN DEL SUPUESTO ACUSADO CON USTED (ES DECIR, SUPERVISOR DIRECTO, COMPAÑERO DE TRABAJO):

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

¿FECHA DE PRIMERA OCURRENCIA DE LOS EVENTOS?





**Política del DOHR:  
Violencia en el lugar de trabajo**

Número de política: 12-060  
(Rev. 04/19)

---

---

---

---

---

¿OTROS EMPLEADOS FUERON TRATADOS DE MODO DIFERENTE A USTED? EN ESE CASO, DESCRIBA CÓMO:

---

---

---

---

---

SI RESPONDIÓ SÍ A LA PREGUNTA ANTERIOR, BRINDE LOS NOMBRES DE LOS EMPLEADOS QUE FUERON TRATADOS DE MODO DIFERENTE:

---

---

---

---

---

ENUMERE TODAS LAS PERSONAS (TESTIGOS, OTROS EMPLEADOS, SUPERVISORES, OTROS) QUE PUEDAN TENER INFORMACIÓN ADICIONAL PARA APOYAR O ACLARAR ESTA DENUNCIA. EXPLIQUE QUÉ INFORMACIÓN PUEDE BRINDAR CADA UNO.

---

---

---

---

---

¿QUÉ EXPLICACIÓN LE PARECE QUE DARÁ EL ORGANISMO O EL ACUSADO DE POR QUÉ LO TRATARON DE ESTA MANERA?

---

---

---

---

---

IDENTIFIQUE CUALQUIER OTRA INFORMACIÓN (INCLUIDA EVIDENCIA DOCUMENTAL COMO AGENDAS, DIARIOS PERSONALES, GRABACIONES, CORREOS ELECTRÓNICOS, MENSAJES DE VOZ, CORRESPONDENCIA, ETC.) QUE CONSIDERE RELEVANTE PARA ESTA CUESTIÓN.

**Política del DOHR:**  
**Violencia en el lugar de trabajo**

**Número de política:** 12-060  
(Rev. 04/19)

---

---

---

---

---

¿QUÉ DESEA QUE SUCEDA COMO RESULTADO DE ESTA DENUNCIA?

---

---

---

---

---

FIRMA DEL DENUNCIANTE: \_\_\_\_\_

FECHA: \_\_\_\_\_

**Política del DOHR:  
Violencia en el lugar de trabajo**

**Número de política:** 12-060  
(Rev. 04/19)

SI ES COMPLETADO POR UN SUPERVISOR O AGENTE DE ESTADO COMO RESULTADO DE ENTREVISTAR A UN DENUNCIANTE, BRINDE LA SIGUIENTE INFORMACIÓN:

NOMBRE EN LETRAS DE IMPRENTA: \_\_\_\_\_

FIRMA: \_\_\_\_\_

CARGO: \_\_\_\_\_

ORGANISMO Y/O DIVISIÓN: \_\_\_\_\_

NÚMERO DE TELÉFONO LABORAL: \_\_\_\_\_

FECHA DE RECEPCIÓN DE LA DENUNCIA: \_\_\_\_\_

FECHA EN QUE SE COMPLETÓ EL FORMULARIO: \_\_\_\_\_

MOTIVO DE LA DEMORA, EN SU CASO, ENTRE LA FECHA EN QUE SE RECIBIÓ LA DENUNCIA Y LA FECHA EN QUE SE COMPLETÓ EL FORMULARIO:

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

NOMBRE Y CARGO DE LA PERSONA A QUIEN SE ENVIÓ EL FORMULARIO PARA TOMAR ACCIONES:

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

FECHA EN QUE SE ENVIÓ EL FORMULARIO:

\_\_\_\_\_

**BOE-P-4-Autovigilancia-111711**

**POLÍTICA DEL TDEC QUE ALIENTA LA AUTOVIGILANCIA Y LA CORRECCIÓN VOLUNTARIA**

EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD: Este documento es solamente una política y no crea derechos u obligaciones legales. La intención es suministrar una guía al personal de la Oficina de Medioambiente del Departamento sobre cómo aplicar decisiones, procedimientos y prácticas relacionadas con el funcionamiento interno o acciones de la oficina. Las decisiones que afectan al público, incluida la comunidad regulada, en cualquier caso particular se tomarán aplicando las leyes y regulaciones aplicables a los hechos específicos.

**FECHA DE ENTRADA EN VIGENCIA:** 30 DE NOVIEMBRE DE 2020

**FIRMAS:**

[FIRMA]

Gregory T. Young (25 de nov. de 2020 09:56 CST)

Greg Young

Comisionado Adjunto

[FIRMA]

E. Joseph Sanders

Asesor Legal Sénior, Redactor

**A. Propósito**

Esta política está diseñada para mejorar la protección de la salud humana y el medioambiente alentando a las entidades reguladas a revelar, divulgar, corregir y prevenir de manera voluntaria las infracciones de los requerimientos ambientales de Tennessee. La información sobre los antecedentes y la aplicabilidad de esta política está incluida en el Apéndice.

**BOE-P-4-Autovigilancia-111711**

**POLÍTICA DEL TDEC QUE ALIENTA LA AUTOVIGILANCIA Y LA CORRECCIÓN VOLUNTARIA**

B. Definiciones

A los fines de esta política, se aplican las siguientes definiciones:

1. "Asistencia con el cumplimiento" significa asistencia con el cumplimiento ambiental o la prevención de la polución que recibe una pequeña empresa por parte de, o con el apoyo de, una entidad gubernamental o una institución de educación superior, incluidos, entre otros, los programas bajo la Ley de Aire limpio.
2. "Departamento" significa el Departamento de Medioambiente y Conservación y sus empleados pero no incluye las juntas ambientales anexas al Departamento y sus miembros.
3. "Diligencia debida" abarca los esfuerzos sistemáticos de una entidad regulada, apropiados para el tamaño y la naturaleza de sus actividades, para prevenir, detectar y corregir infracciones a través de lo siguiente:
  - a. Políticas, estándares y procedimientos de cumplimiento que identifiquen cómo los empleados y agentes deben cumplir los requerimientos de leyes, regulaciones, permisos y otras fuentes de autoridad para los requerimientos ambientales;
  - b. Asignación de responsabilidad general para supervisar el cumplimiento de políticas, estándares y procedimientos, y asignación de responsabilidad específica para asegurar el cumplimiento en cada instalación u operación;
  - c. Mecanismos para asegurar sistemáticamente que se implementen las políticas, estándares y procedimientos de cumplimiento, incluidos los sistemas de monitoreo y auditoría razonablemente diseñados para detectar y corregir violaciones, la evaluación periódica del desempeño general del sistema de gestión de cumplimiento, y un medio para que los empleados o agentes denuncien infracciones de los requerimientos ambientales sin temor a represalias;
  - d. Esfuerzos para comunicar de forma efectiva los estándares y procedimientos de la entidad regulada a todos los empleados y otros agentes;
  - e. Incentivos apropiados para gerentes y empleados para desempeñarse de conformidad con las políticas, estándares y procedimientos de cumplimiento, incluida la aplicación

**BOE-P-4-Autovigilancia-111711**

**POLÍTICA DEL TDEC QUE ALIENTA LA AUTOVIGILANCIA Y LA CORRECCIÓN VOLUNTARIA**

consistente a través de mecanismos disciplinarios apropiados; y

f. Procedimientos para la corrección pronta y apropiada de cualquier infracción, y todas las modificaciones necesarias al programa de la entidad regulada para prevenir futuras infracciones.

4. "Auditoría ambiental" significa una revisión sistemática, documentada, periódica y objetiva por parte de una entidad regulada de las operaciones y prácticas de una instalación relacionadas con el cumplimiento de los requerimientos ambientales. ISO 9001 (o la última versión del Sistema de Gestión de Calidad de la Organización Internacional de Normalización) es un ejemplo de dicho proceso.

5. "Informe de auditoría ambiental" significa el análisis, las conclusiones y las recomendaciones que surgen de una auditoría ambiental, pero no incluye los datos que se obtienen en la auditoría ambiental o la evidencia testimonial relacionada.

6. "Entidad regulada" significa toda persona o entidad, incluido un organismo o instalación federal, estatal o municipal, regulado bajo las leyes ambientales de Tennessee.

**C. Incentivos para la autovigilancia**

**1. Sanciones civiles.**

a. Si una entidad regulada establece que reúne todas las condiciones de la sección D con relación a una infracción de los requerimientos ambientales de Tennessee, el Departamento no buscará sanciones civiles no contingentes por esa infracción, a menos que el Departamento determine que esa entidad obtuvo una ganancia económica significativa debido a la infracción.

b. Si una entidad regulada no cumple todas las condiciones en las subsecciones D.1 o D.3, el Departamento considerará todas las acciones de la entidad al evaluar una sanción civil. Si el desvío es menor, la entidad podrá recibir el mismo tratamiento que en la subdivisión C.1.a.

**2. Ninguna recomendación penal.**

**BOE-P-4-Autovigilancia-111711**

**POLÍTICA DEL TDEC QUE ALIENTA LA AUTOVIGILANCIA Y LA CORRECCIÓN VOLUNTARIA**

- a. El Departamento no recomendará a ninguna autoridad procesal que se presenten cargos penales contra una entidad regulada por una infracción si el Departamento determina que se cumplen todas las condiciones en la sección D, siempre que la infracción no demuestre o implique:
- i. una filosofía o práctica de gestión prevalente que ocultó o condonó infracciones ambientales; o
  - ii. la participación consciente, o la ceguera intencional, de gerentes o funcionarios corporativos de alto nivel en las infracciones.
- b. Independientemente de si el Departamento deriva a la entidad regulada al procesamiento penal conforme a esta sección, el Departamento se reserva el derecho de recomendar el procesamiento por los actos penales de gerentes o empleados individuales conforme a las políticas existentes que guían el ejercicio de la discreción en el cumplimiento.
3. Ausencia de solicitud rutinaria de auditorías. El Departamento no solicitará ni usará en forma rutinaria un informe de auditoría ambiental. Por ejemplo, el Departamento no solicitará un informe de auditoría ambiental en las inspecciones de rutina.

**D. Condiciones**

1. Descubrimiento sistemático. La infracción se descubrió durante:
- a. una auditoría ambiental;
  - b. un procedimiento o práctica objetivo, documentado y sistemático que refleja la diligencia debida de la entidad regulada para prevenir, detectar y corregir infracciones (el Departamento podrá requerir como condición para la mitigación de la sanción que se ponga a disposición públicamente una descripción de los esfuerzos de diligencia debida de la entidad regulada); o
  - c. asistencia para el cumplimiento en el lugar.

**BOE-P-4-Autovigilancia-111711**

**POLÍTICA DEL TDEC QUE ALIENTA LA AUTOVIGILANCIA Y LA CORRECCIÓN VOLUNTARIA**

2. Descubrimiento voluntario. La infracción se identificó de forma voluntaria, y no a través de una actividad obligatoria impuesta por ley, regulación, permiso, orden administrativa o judicial o acuerdo de consentimiento. Por ejemplo, la política no se aplica a:

- a. infracciones de emisiones detectadas a través de un monitor de emisiones continuo (o monitor alternativo establecido en un permiso) donde se requiere dicho monitoreo;
- b. infracciones de los límites de descargas del Sistema Nacional de Eliminación de Descargas de Contaminantes (NPDES) detectadas a través del muestreo o monitoreo requeridos; o
- c. infracciones descubiertas a través de una auditoría de cumplimiento requerida por los términos de una orden de consentimiento o cualquier orden final.

3. Pronta divulgación. La entidad regulada informa totalmente una infracción específica dentro de un plazo de 21 días (o el período más breve establecido por ley) una vez que ha descubierto que se produjo la infracción, notificando al Departamento por escrito.

4. Descubrimiento y divulgación independiente del gobierno o tercero demandante. La infracción también debe ser identificada e informada por la entidad regulada previo a:

- a. el inicio de una inspección o investigación de un organismo regulatorio federal, estatal o local, o la emisión por parte de dicho organismo de un pedido de información a la entidad regulada;
- b. notificación de una demanda de un ciudadano;
- c. la presentación de una denuncia por parte de un tercero;
- d. la información de la infracción al Departamento (u otro organismo gubernamental) por parte de un empleado "informante", en lugar de uno autorizado a hablar en nombre de la entidad regulada; o
- e. descubrimiento inminente de la infracción por parte de un organismo regulatorio federal, estatal o local.



**BOE-P-4-Autovigilancia-111711**

**POLÍTICA DEL TDEC QUE ALIENTA LA AUTOVIGILANCIA Y LA CORRECCIÓN VOLUNTARIA**

5. Corrección y remediación. La entidad regulada deberá:

- a. corregir la infracción dentro de los 60 días del descubrimiento y certificar por escrito al Departamento que la infracción ha sido corregida, y que se han completado todas las medidas correctivas apropiadas, incluidas las determinadas por el Departamento; o
- b. si se necesitarán más de 60 días para corregir la infracción y completar las medidas de remediación, en su caso, la entidad regulada deberá notificar al Departamento por escrito antes de que haya transcurrido el período de 60 días y presentar un cronograma propuesto para la corrección, que no exceda los 24 meses.

Si la entidad regulada procede conforme a D.5.b, deberá además completar las actividades programadas dentro del tiempo propuesto o según lo modifique el Departamento. El Departamento podrá extender o acortar los plazos propuestos por una buena causa. Dichos cambios a los plazos deberán hacerse por escrito.

6. Prevenir la recurrencia. La entidad regulada acuerda por escrito tomar medidas para prevenir una recurrencia de la infracción, que pueden incluir mejoras en su auditoría ambiental o esfuerzos de diligencia debida.

7. No repetir infracciones. La infracción específica (o infracción estrechamente relacionada) no ha ocurrido previamente dentro de los últimos tres años en la misma instalación u otras instalaciones de la entidad regulada, o no es parte de un patrón de infracciones federales, estatales o locales por parte de la organización matriz de la instalación (en su caso), que hayan ocurrido dentro de los últimos cinco años. A los fines de esta sección D.7, una infracción es:

- a. toda infracción de la ley ambiental federal, estatal o local identificada en una orden administrativa o judicial, orden o acuerdo de consentimiento, denuncia, o notificación de infracción, condena o acuerdo de admisión de culpabilidad; o
- b. todo acto u omisión por el cual la entidad regulada ha recibido previamente una mitigación de la sanción por parte del Departamento o un organismo federal o local.

8. Ciertas infracciones excluidas. La infracción no es una que (a) haya provocado un daño real grave o pueda haber presentado un peligro inminente y sustancial para la salud humana o el medioambiente, o (b) viole los términos específicos de cualquier orden judicial o administrativa o

## **BOE-P-4-Autovigilancia-111711**

### **POLÍTICA DEL TDEC QUE ALIENTA LA AUTOVIGILANCIA Y LA CORRECCIÓN VOLUNTARIA**

acuerdo de consentimiento.

9. Cooperación. La entidad regulada coopera tal como lo solicita el Departamento y proporciona la información necesaria y solicitada por el Departamento para determinar la aplicabilidad de esta política. La cooperación incluye, como mínimo, proporcionar todos los documentos solicitados y acceso a los empleados y asistencia para investigar la infracción, todos los problemas de incumplimiento relacionados con la información, y toda consecuencia ambiental relacionada con las infracciones.

#### **E. Consideraciones generales.**

1. El Departamento se reserva su derecho y responsabilidad de tomar las acciones necesarias para proteger la salud pública o el medioambiente actuando en contra de cualquier infracción a la ley de Tennessee.

2. Esta política establece los factores para consideración que guiarán al Departamento en el ejercicio de su discrecionalidad de cumplimiento. Expresa las opiniones del Departamento en cuanto a la asignación adecuada de sus recursos de cumplimiento. La política no es una acción final del Departamento y se presenta a modo de guía. No crea derechos, obligaciones, deberes o defensas, implícitas o de otro modo, para ningún tercero.

3. Esta política deberá utilizarse cada vez que sea aplicable en negociaciones de acuerdo para acciones de cumplimiento judicial tanto civiles como administrativas. No se contempla su uso en alegatos, audiencias o en juicio. La política podrá aplicarse según el criterio exclusivo del Departamento para el acuerdo de acciones de cumplimiento judiciales y administrativas instituidas antes del 17 de noviembre de 2011 pero aún no resueltas.

## **BOE-P-4-Autovigilancia-111711**

### **POLÍTICA DEL TDEC QUE ALIENTA LA AUTOVIGILANCIA Y LA CORRECCIÓN VOLUNTARIA**

#### APÉNDICE

##### ANTECEDENTES

Esta política se basa principalmente en la política promulgada por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA) el 22 de diciembre de 1995 y revisada el 11 de mayo de 2000. Por lo tanto, muchos de los comentarios realizados en las secciones de "explicación de la política" de dichos documentos también son aplicables a esta política. Al aplicar esta política, el Departamento podrá considerar cualquier guía de la EPA sobre la Política de Auditoría (anteriormente, "Incentivos para la autovigilancia: descubrimiento, divulgación, corrección y prevención de infracciones") y cualquier declaración interpretativa de la EPA sobre dicha política, incluidos entre otros el "Enfoque interino para aplicar la política de auditoría a nuevos propietarios" de la EPA 73 C.F.R., Sección 109 (2008).

El Departamento está al tanto del desarrollo de la serie de normas del Sistema de Gestión de Calidad de la Organización Internacional de Normalización. Tal como se mencionó anteriormente, una auditoría realizada de conformidad con la ISO 9001 cumple la definición de auditoría ambiental de esta política. El Departamento asimismo desea alentar el uso de sistemas de gestión ambiental como los establecidos en el resto de la serie de normas del Sistema de Gestión de Calidad.

##### APLICABILIDAD

Esta política es directamente aplicable a la emisión de órdenes y evaluaciones del comisionado bajo los programas ambientales administrados por el Departamento, incluidas las órdenes emitidas bajo autoridad delegada. También se aplica a las recomendaciones que pueda efectuar el Departamento a cualquier otra persona u organismo (como una junta administrativa o un tribunal competente) con respecto a sanciones civiles. Algunas disposiciones de esta política se aplican directamente a recomendaciones que pueda efectuar el personal del Departamento con respecto a procesos penales. El Departamento no tiene poder para limitar la discrecionalidad de los tribunales, o de aquellos autorizados a procesar delitos.

## **BOE-P-4-Autovigilancia-111711**

### **POLÍTICA DEL TDEC QUE ALIENTA LA AUTOVIGILANCIA Y LA CORRECCIÓN VOLUNTARIA**

El Departamento no aplicará una sanción civil contra entidades que actúan de conformidad con esta política a menos que hayan recibido una ganancia económica significativa como resultado de un incumplimiento. Esta discrecionalidad se ejerce porque el Departamento cree que habrá un aumento en el cumplimiento si las entidades reguladas siguen los pasos dispuestos en la sección D. El Departamento seguirá aplicando sanciones si hay una ganancia económica significativa a fin de mantener el "campo de juego parejo" entre la comunidad regulada. No es justo que una entidad regulada obtenga una ventaja competitiva a través de su incumplimiento de las leyes ambientales.

Esta política se refiere a lo que el Departamento suele denominar sanciones "por adelantado". Nada en esta política deberá entenderse como una limitación al uso de sanciones contingentes en órdenes y evaluaciones. Las sanciones contingentes son sanciones que solamente corresponden si el Demandado nombrado en una orden no cumple dicha orden. Un ejemplo de esto sería una orden que incorpora un cronograma de acciones correctivas desarrollado conforme a la sección D.5 e incluye sanciones contingentes por no cumplir el cronograma.

### **NOTIFICACIONES AL DEPARTAMENTO**

Las notificaciones escritas requeridas conforme a las subsecciones D.3 y D.5 deberán enviarse a la división ambiental del Departamento con jurisdicción sobre la infracción o a la siguiente dirección:

Office of General Counsel, Department of Environment and Conservation, William R. Snodgrass Tennessee Tower, 312 Rosa L. Parks Avenue, 2nd Floor, Nashville, Tennessee 37243-1548.

### **INFORMACIÓN PÚBLICA**

Conforme al Título 10, Capítulo 5, Parte 7 del Código Anotado de Tennessee, los documentos recibidos o generados por el Departamento en virtud de esta política estarán disponibles para la revisión del público, a menos que estén sujetos a privilegio legal o caigan dentro de una exención legal (por ejemplo, información cubierta por las secciones 68-212-109 y 69-3-113(b) del Código Anotado de Tennessee).

**BOE-P-4-Autovigilancia-111711**

**POLÍTICA DEL TDEC QUE ALIENTA LA AUTOVIGILANCIA Y LA CORRECCIÓN VOLUNTARIA**

**PRESUNCIÓN DE BUENA FE**

Esta política se basa en una presunción de que las entidades reguladas que buscan los beneficios que ofrece lo hacen de buena fe. Cuando ese es el caso, el Departamento no deberá ser reticente a otorgar esos beneficios, porque entre otras cosas el objetivo de cumplimiento debería ser promovido por la política. En cualquier situación en la que el Departamento tiene razón para creer que la entidad regulada no está actuando de buena fe, el Departamento no está obligado a seguir la política y en general no lo hará.

**TABLA DE HISTORIAL DE REVISIONES**

<b>Número de revisión</b>	<b>Fecha</b>	<b>Breve resumen de cambios</b>
1	25/11/20	Revisiones de formato y estilo.



**ESTADO DE TENNESSEE  
DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN  
DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO**

**MEMORANDO INTEROFICINA**

Fecha: 25 de enero de 2008

De: Stan Boyd [FIRMA]

Para: Todo el personal de cumplimiento y aplicación de UST

Asunto: Cumplimiento de las infracciones de instalación de válvulas de cierre de emergencia y rescisión de memorando del 15 de agosto de 2007 - Aviso de referencia de peligro de incendio

Este memorando se utilizará si se encuentra una válvula (o válvulas) de cierre de emergencia sin fijación durante el curso de una inspección a una instalación, y reemplaza el memorando emitido el 15 de agosto de 2007. El proceso a seguir en caso de descubrir infracciones a la regla de los tanques de almacenamiento subterráneo (UST) asociadas con estos dispositivos será el siguiente:

1. Los inspectores de UST citarán cualquier falla en la fijación rígida de las válvulas de cierre de emergencia como una infracción de la Regla 1200-1-15-.02(1)(b);
2. Los inspectores de UST seguirán los procedimientos establecidos enviando una notificación de infracción al propietario del tanque donde describirán la infracción junto con cualquier otra infracción que se encuentre durante la inspección;
3. Los inspectores de UST seguirán los procedimientos establecidos para derivar los resultados de la inspección de cumplimiento a la División;
4. La sección de cumplimiento seguirá los procedimientos establecidos para emitir una orden, ya sea expeditiva o estándar, conforme el propietario del tanque retome o no retome el cumplimiento;
5. La sección de cumplimiento incluirá una sanción en la orden por la infracción que se aplicará por ocurrencia; y
6. En el caso de que el propietario de un tanque no retome el cumplimiento y se redacte una orden estándar, la sección de aplicación preparará una carta para la firma del director que se enviará al propietario del tanque y al jefe de bomberos local junto con una copia de la orden.

El proceso de cumplimiento entonces debería continuar de manera normal y el jefe de bomberos local puede tomar medidas adicionales según considere necesario.

**DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE Y CONSERVACIÓN DE  
TENNESSEE DIVISIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO  
SUBTERRÁNEO CORRESPONDENCIA DE LA OFICINA**

**FECHA:** 8 de mayo de 2007

**PARA:** Gerentes de Oficinas de Campo, Inspectores de Cumplimiento y Personal de Cumplimiento  
[FIRMA]

**DE:** Stanley R. Boyd, Director

**Asunto:** Política de cumplimiento revisada: derrames de petróleo ilegales

El objeto de este memorando es brindar una guía a todo el personal sobre la política de cumplimiento revisada con respecto a derrames de petróleo ilegales efectuados por distribuidores de combustible y transportistas comunes. El 10 de abril de 2007, la Oficina del Procurador General, la Oficina del Asesor Legal del Departamento de Medioambiente y Conservación de Tennessee (TDEC) y la división se reunieron para conversar sobre el tema y formular una política revisada. Al concluir la reunión, todas las partes habían acordado los siguientes procedimientos:

- 1.) Cuando se realizan inspecciones a las instalaciones, el personal de campo intentará aplicar todos los tickets disponibles para derrames en caso de que se determine que ocurrieron derrames ilegales de petróleo en la instalación.
- 2.) Todos los registros obtenidos se enviarán al gerente de la sección de cumplimiento en la NCO utilizando los protocolos de derivación establecidos.
- 3.) Una vez recibida, la derivación será asignada al personal de cumplimiento y se utilizarán los siguientes procedimientos para calcular la sanción civil aplicable:
  - a.) Los tickets serán examinados para determinar la cantidad total de infracciones válidas. Una infracción se cuantificará contando el número de grados de combustible derramados ilegalmente el día de la visita a la instalación por parte del distribuidor de combustible. Por ejemplo, tres grados de combustible derramado durante la visita se cuantificaría como tres infracciones separadas.
  - b.) El personal de cumplimiento calculará la sanción civil acumulativa total por la infracción(es) usando los montos de sanciones civiles publicados que se indican en la matriz de sanciones de la división.
- 4.) El personal de cumplimiento preparará una orden contra el distribuidor de combustible/transportista común que imponga una sanción civil usando la estructura siguiente:

- a.) El distribuidor de combustible/transportista común deberá pagar 20 % de la sanción civil por adelantado dentro de los 30 días desde la recepción de la orden.
- b.) El 80 % restante de la sanción civil será contingente por 1 año desde la fecha en que la división firma la orden. Durante este tiempo, el distribuidor de combustible/transportista común estará en período de prueba. La orden estipulará que el distribuidor de combustible/transportista común pagará de inmediato el 80 % restante de la sanción civil si la división descubre que el distribuidor de combustible/transportista común ha realizado un derrame ilegal durante el período de prueba.

Además, la orden estipulará que la División procurará sanciones civiles adicionales por los derrames ilegales recién descubiertos. Las sanciones civiles se calcularán usando la misma lógica que se explica en el ítem 3 y no habrá ninguna reducción de este monto. La orden exigirá que el distribuidor de combustible/transportista común pague el valor nominal total de la sanción civil.

Si tiene preguntas relacionadas con esta guía, comuníquese con Randall Mann al (615) 532-0989.



**BOE - P- 01 - Desarrollo de política - 112717**

**Desarrollo de documentos de política o guía**

EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD: Este documento es solamente una política y no crea derechos u obligaciones legales. La intención es suministrar una guía al personal de la Oficina de Medioambiente del Departamento sobre cómo aplicar decisiones, procedimientos y prácticas relacionadas con el funcionamiento interno o acciones de la división. Las decisiones que afectan al público, incluida la comunidad regulada, en cualquier caso particular se tomarán aplicando las leyes y regulaciones aplicables a los hechos específicos.

**FECHA DE ENTRADA EN VIGENCIA:** 27 DE NOVIEMBRE DE 2017

**FIRMAS**

\_\_\_\_\_  
[FIRMA]  
Comisionado Adjunto

\_\_\_\_\_  
[FIRMA]  
Redactor/Preparador

**PROPÓSITO**

El propósito de esta política es brindar directrices al personal de la Oficina de Medioambiente del TDEC sobre el desarrollo y revisión de políticas y/o guías. Las políticas que no tienen un impacto directo en clientes externos están excluidas (es decir, las políticas que se dirigen al personal del TDEC sobre obligaciones y procesos administrativos).

**DEFINICIONES**

La Oficina de Medioambiente del TDEC define política, guías y reglas de la siguiente manera:

- "Política" significa un conjunto de decisiones, procedimientos y prácticas relacionados con la operación interna o acciones de un organismo. Entre ellos se incluyen: Procedimientos operativos estándar(SOP), directrices de buenas prácticas(GxP), listas de verificación, memorandos de entendimiento o memorandos de acuerdo entre divisiones, etc.

## **BOE - P- 01 - Desarrollo de política - 112717**

### **Desarrollo de documentos de política o guía**

- "Regla" significa la declaración de aplicabilidad general de cada organismo que implementa o prescribe leyes o políticas o describe los procedimientos o requerimientos de prácticas de cualquier organismo. "Regla" incluye la enmienda o revocación de una regla anterior, pero *no* incluye:
  - Declaraciones que se refieren solamente a la gestión interna del gobierno estatal y no afectan derechos privados, privilegios o procedimientos disponibles para el público;
  - Órdenes declaratorias emitidas conforme a la Sección 4-5-223;
  - Memorandos internos del organismo; y
  - Declaraciones generales de política que son sustancialmente repeticiones de la ley existente;
- "Guía" significa una declaración no vinculante del organismo que explica el objetivo de reglas o requerimientos regulatorios y brinda asesoramiento sobre el cumplimiento de la regla. Entre ellos se incluyen: guías de cumplimiento, memorando de interpretación regulatoria, etc.

### **ESTRUCTURA DIVISIONAL**

Cada división deberá tener una persona o personas designadas para mantener los documentos de políticas y guías.

### **DETERMINAR LA NECESIDAD DE POLÍTICAS O GUÍAS**

Las siguientes son situaciones o factores que pueden indicar una necesidad de desarrollo o revisión de una política o guía:

- Interpretación de una regla;
- Documentación de un proceso para apoyar la capacitación de nuevos empleados;
- Establecer consistencia y/o claridad para el personal;
- Determinar qué División tiene autoridad primaria (en el caso de memorandos de entendimiento o acuerdo);
- Gestión y captura de conocimiento; e
- Introducción de nueva tecnología.

## **BOE - P- 01 - Desarrollo de política - 112717**

### **Desarrollo de documentos de política o guía**

#### **DESARROLLO DE POLÍTICA O GUÍA**

1. La idea de una guía o política propuesta deberá elevarse al liderazgo de la División o al coordinador de políticas de la División.
2. El liderazgo de la división determinará si es necesario el desarrollo de la guía o política propuesta. Si deciden que es necesario, asignarán personal, determinarán el plazo y la necesidad de participación de partes externas.
3. El liderazgo de la división desarrollará un plan de comunicaciones para asegurar que el personal apropiado esté al tanto y capacitado sobre la nueva política o guía. El liderazgo de la División desarrollará un plan de comunicaciones para asegurar que los grupos externos afectados estén al tanto, puedan comentar (según corresponda) y estén capacitados sobre la nueva guía.

#### **FORMATO DEL DOCUMENTO DE POLÍTICA O GUÍA**

Todos los documentos de política y guías deberán ajustarse a la plantilla que se proporciona en el sitio de intranet del TDEC.

#### **PARTICIPACIÓN DE GRUPOS DE INTERÉS**

Las Divisiones (o la Oficina de Medioambiente para documentos de política y guía de toda la Oficina) deberán determinar si es apropiada la participación de grupos de interés. No todos los documentos de política o guía requieren la participación de grupos de interés antes de la emisión o revisión. Si la División o la Oficina determinan que es apropiada la participación de grupos de interés en el desarrollo o revisión de un documento técnico específico de política o guía, deberán considerarse los siguientes factores para determinar el nivel apropiado de participación de los grupos de interés:

- Impacto en la salud pública o los recursos naturales;
- Nivel de interés;
- Audiencia específica o audiencia general;
- Grado de cambio del *status quo*; y

## **BOE - P- 01 - Desarrollo de política - 112717**

### **Desarrollo de documentos de política o guía**

- Necesidad de aportes externos.

Las siguientes son algunas de las opciones de participación de grupos de interés una vez que se haya determinado el nivel apropiado:

- Publicación en Internet para recibir comentarios;
- Realizar webinarios o llamadas en conferencia;
- Convocar reuniones de grupos de interés; o
- Realizar debates en grupos focales.

### **POSTEO DE DOCUMENTOS DE POLÍTICA Y GUÍA**

- Todos los documentos de política o guías que afecten a clientes externos deberán postearse en la página web de la división asociada y las páginas web del TDEC para documentos de política y guías. Todos los documentos de política o guía borradores que se postean para la revisión externa y los comentarios deberán publicarse en la página web designada para documentos borradores de política o guía.

### **ACTUALIZACIONES DE DOCUMENTOS DE POLÍTICA Y GUÍA**

- Los documentos de política y guía deberán revisarse cada cinco (5) años o según sea necesario. Cada División (o la Oficina, según corresponda) deberá determinar la priorización de la revisión de documentos de política y guía existentes. Esa priorización podrá considerar el impacto del contenido en los clientes externos.
- Cuando se revise cada documento deberán seguirse los pasos indicados para desarrollar políticas o guías.

**BOE - P- 01 - Desarrollo de política - 112717**  
**Desarrollo de documentos de política o guía**

**TABLA DE HISTORIAL DE REVISIONES**

<b>Número de revisión</b>	<b>Fecha</b>	<b>Breve resumen de cambios</b>
0	03/08/17	Documento original
1	27/11/17	Eliminación de plantilla de la política

*Estado de Tennessee*  
**CAPÍTULO PÚBLICO N.º 929**

**PROYECTO DE LEY DEL SENADO N.º 1572**

**Autores: Bell, Stevens, Kelsey**

En reemplazo de: Proyecto de ley de la Cámara Baja N.º 1895

Autores: Matlock, Faison, Daniel

UNA LEY para enmendar el Código Anotado de Tennessee, Título 4, Capítulo 5, relativo a la Ley de Procedimientos Administrativos Uniformes.

SANCIÓNESE POR LA ASAMBLEA GENERAL DEL ESTADO DE TENNESSEE:

SECCIÓN 1. Se enmienda el Código Anotado de Tennessee, Sección 4-5-102, eliminando la subdivisión (10) y reemplazándola por lo siguiente:

(10) "Política" significa toda declaración, documento o directriz preparado o emitido por un organismo en virtud de su autoridad delegada que simplemente define o explica el significado de una ley o una regla. "Política" también significa toda declaración, documento o directriz que se refiere solamente a la gestión interna del gobierno estatal y no afecta derechos privados, privilegios o procedimientos disponibles para el público. A los fines de esta subdivisión (10), "gestión interna" significa la administración de las operaciones internas de un organismo con el fin de facilitar la efectividad y eficiencia operativas.

SECCIÓN 2. Se enmienda asimismo el Código Anotado de Tennessee, Sección 4-5-102, eliminando la subdivisión (12) y reemplazándola por lo siguiente:

(12) "Regla" significa toda regulación, norma, declaración o documento de un organismo de aplicabilidad general que no es una política según la definición en la subdivisión (10) que:

(A) Describe los requerimientos de procedimientos o prácticas de un organismo; o

(B) Implementa, prescribe o interpreta una sanción de la asamblea general o congreso o una regulación adoptada por un organismo federal. "Regla" incluye el establecimiento de un arancel y la enmienda o revocación de una regla anterior. "Regla" no incluye:

(i) Órdenes declaratorias emitidas conforme a la Sección 4-5-223;

(ii) Memorandos entre organismos;

(iii) Declaraciones generales de política que son sustancialmente repeticiones de la ley existente;

(iv) Declaraciones de un organismo que:

(a) Están relacionadas con el uso de las autopistas y se comunican al público por medio de carteles o señales; o

(b) Están relacionadas con el programa de estudios de instituciones individuales de educación posterior a la secundaria que cuentan con el apoyo del estado o con la admisión o graduación de estudiantes de dichas instituciones individuales pero no con la disciplina o el alojamiento de los estudiantes;

(v) Presentaciones de seguros conforme al Título 56, Capítulos 5 y 6; o

(vi) Declaraciones con respecto a reclusos de una instalación correccional o de detención, o declaraciones con respecto a delincuentes que están cumpliendo una condena bajo libertad condicional o libertad bajo palabra en la comunidad.

SECCIÓN 3. Se enmienda el Código Anotado de Tennessee, Título 4, Capítulo 5, Parte 2 agregando las siguientes nuevas secciones:

**4-5-230.**

(a)(1) El 1 de julio de cada año, cada organismo que está sujeta a revisión bajo el Título 4, Capítulo 29 presentará una lista de todas las políticas que han sido adoptadas por los organismos en el último año al presidente del comité de operaciones del gobierno del senado y al presidente del comité de operaciones del gobierno de la cámara de representantes.

(2) La información presentada en virtud de la subdivisión (a)(1) incluirá un resumen de la política y la justificación del organismo por adoptar una política sobre el tema en lugar de promulgar una regla.

(b) No será necesario proporcionar la siguiente información a los presidentes de los comités mencionados en la subdivisión (a)(2):

(1) Registros u otra información considerada confidencial bajo el Título 10, Capítulo 7, Parte 5 o que de otro modo no es necesario divulgar o poner a disposición conforme a la Sección 10-7-503(a);

(2) Registros u otra información que es requerida por un organismo del gobierno federal a los fines de obtener fondos federales, cumplir la ley federal, mantener la seguridad nacional, o calificar para o mantener una acreditación requerida, cuya falta podría significar la pérdida de un programa federal, fondos o acreditación; y

(3) Declaraciones, documentos o materiales publicados, como preguntas frecuentes, que se preparan y se utilizan en el curso de la correspondencia general con personas o entidades.

(c) Esta sección se aplicará a todas las políticas que proponen o desarrollan los organismos a partir del 1 de julio de 2018.

**4-5-231.**

(a) Ningún organismo creado por ley y sujeto a revisión bajo el Título 4, Capítulo 29 promulgará reglas o implementará políticas que infrinjan la libertad de expresión de un miembro del organismo en lo que constituye una infracción de la constitución de Tennessee, Artículo I, Sección 19, o la Primera Enmienda de la Constitución de los Estados Unidos.

(b) La autoridad de designaciones de un organismo tendrá poder exclusivo para excluir a un miembro de una junta, comisión, consejo, comité, autoridad, grupo de trabajo u otro organismo similar de múltiples miembros creado por ley y sujeto a revisión bajo el Título 4, Capítulo 29. Esta subsección (b) no afectará la capacidad de la asamblea general de reconstituir, reestructurar o reestablecer dicha organismo.

SECCIÓN 4. Esta ley entrará en vigor el 1 de julio de 2018, para beneficio del bienestar público.

PROYECTO DE LEY DEL SENADO N.º 1572

APROBADO: 19 de abril de 2018

\_\_\_\_\_  
[FIRMA]  
RANDY McNALLY  
PRESIDENTE DEL SENADO

\_\_\_\_\_  
[FIRMA]  
BETH HARWELL, PRESIDENTE  
DE LA CÁMARA DE REPRESENTANTES

APROBADO a los 15 días del mes de mayo de 2018

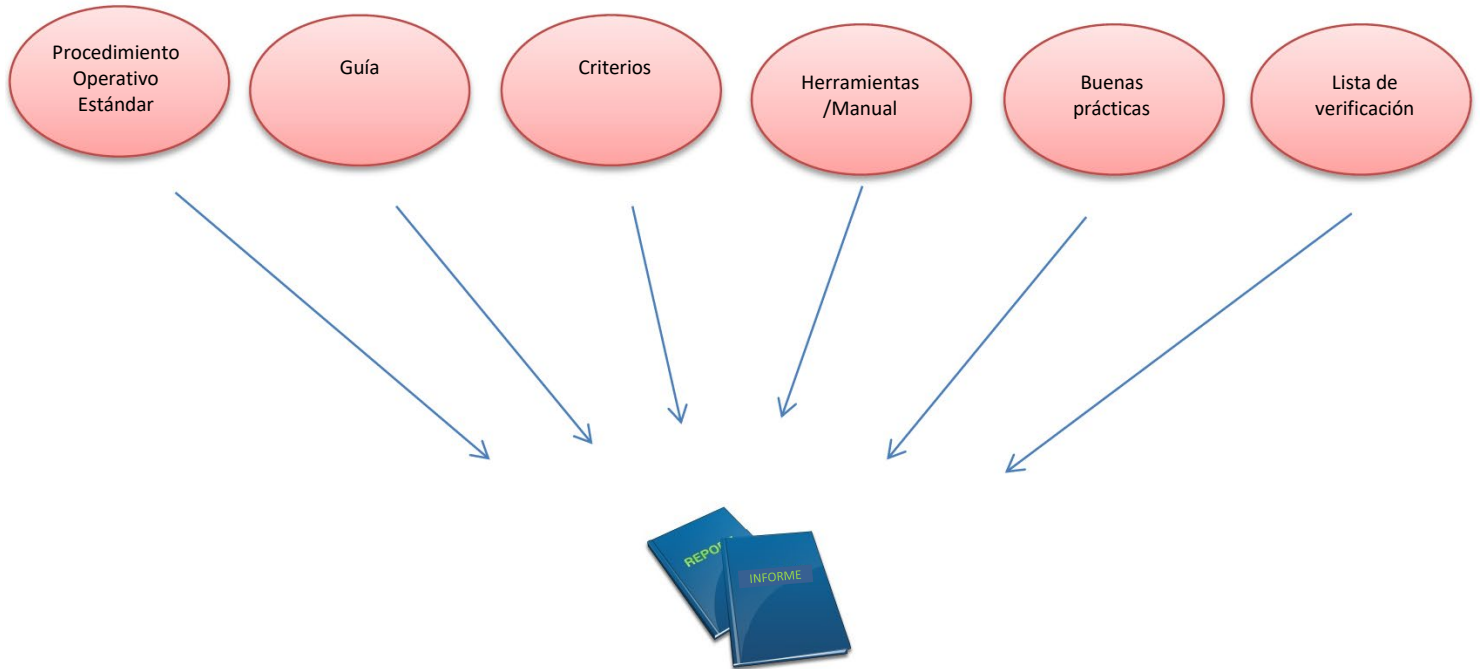
[FIRMA]  
\_\_\_\_\_  
BILL HASLAM, GOBERNADOR



## Políticas: Informar o no informar

**Por qué:** En 2018, la asamblea general sancionó el Capítulo Público 929 con respecto a políticas del poder ejecutivo. Además de crear una definición amplia de lo que se considera una "política", la ley también exige que todos los organismos del estado presenten un informe a la Asamblea General antes del 1 de julio de cada año donde enumeren todas las políticas creadas o modificadas durante el ejercicio fiscal anterior junto con una justificación de por qué es una política y no requiere promulgación como regla.

**Qué:** Además de los documentos realmente llamados "políticas", las políticas también incluyen...



### No informar:

- ❖ Correos electrónicos
- ❖ Respuestas a preguntas
- ❖ Permisos obtenidos de otras divisiones
- ❖ Documentos creados o modificados antes del 1 de julio de 2018

**Cuándo:** En cuanto la política ha pasado por el proceso de su división y ha sido finalizada.

**Dónde:** Envíe la política a [TDEC.PolicyReport@tn.gov](mailto:TDEC.PolicyReport@tn.gov).

### Algunas notas...

- ❖ Adjunte una copia de la política al correo electrónico.
- ❖ Si la política es extensa o altamente técnica, brinde una descripción breve (1-2 oraciones) de la política.
- ❖ Indique si la política es nueva o modificada.
- ❖ No dude en comunicarse con su contacto legal o un miembro del equipo legislativo a través de la dirección de correo electrónico que se indica arriba para solicitar asistencia.
- ❖ No tema, ¡informar una política no tiene connotaciones negativas!

# **TDEC**

## **División de Tanques de Almacenamiento Subterráneo Política de respuesta a denuncias**

**22 de febrero de 2022**

EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD: Este documento es solamente una política y no crea derechos u obligaciones legales. La intención es suministrar una guía al personal de la División de cómo tomar decisiones, procedimientos y prácticas correspondiente al funcionamiento interno o acciones de la División. Las decisiones que afectan al público, incluida la comunidad regulada, en cualquier caso particular se tomarán aplicando las leyes y regulaciones aplicables a los hechos específicos. La mención de nombres o productos comerciales no constituye un respaldo o recomendación de uso.

**PÁGINA DE FIRMAS Y TABLA DE HISTORIAL DE REVISIONES**

<i>[FIRMA]</i>	22/02/2022
Director de División	Fecha
<i>[FIRMA]</i>	22/02/2022
Redactor/Preparador	Fecha
<i>[FIRMA]</i>	22/02/2022
Revisor	Fecha

Número de revisión	Fecha	Breve resumen de cambios
0	22/02/2022	Política borrador original final

## Índice

PÁGINA DE FIRMAS Y TABLA DE HISTORIAL DE REVISIONES .....	2
Índice .....	3
1. Propósito .....	4
2. Definiciones.....	4
3. Denuncias comunes recibidas.....	5
Tanques no registrados.....	5
Prevención de fugas.....	5
Protección contra la corrosión .....	6
Detección de fugas.....	6
Cierres de tanques ilegales .....	6
Entregas a tanques no registrados o con etiqueta roja.....	6
Manipulación del equipo de detección o prevención de fugas .....	6
4. Denuncias no válidas .....	7
La definición de denuncias válidas para esta política no incluye: .....	7
5. Seguimiento de base de datos: <i>GasLog</i> .....	7
6. Respuesta a la denuncia inicial.....	8
7. Respuesta a la denuncia completada.....	8
8. Seguimiento y análisis de datos .....	8
9. Mejora continua y garantía de calidad .....	11
Capacitación.....	11
Sistema de seguimiento de denuncias.....	11
Adaptación del programa .....	11
Apéndice A: Resultado del trabajo del IPP y pasos de acción para .....	12
Apéndice B: Documentos de Guía técnica 19 y .....	13
Apéndice C: denuncias sobre agua potable, denuncias sobre aguas superficiales, denuncias sobre vapores .....	14
Apéndice D: Lista de verificación del equipo de campo para las denuncias.....	15
Apéndice E: Correspondencia de seguimiento de la denuncia .....	16
Apéndice F: Seguimiento y entrada de la base de datos: <i>Módulo de seguimiento de denuncias de GasLog</i> ....	18

1. Propósito

a. Autoridad para investigar

La Ley de Tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo de Tennessee (Ley de UST) faculta al Comisionado en § 68-215-107(a) a (e) para investigar las denuncias y hacer cumplir las reglas de la Comisión de control de tanques de almacenamiento subterráneo y eliminación de residuos sólidos adoptadas de conformidad con § 68-215-107(f)(1) a (11) en el Capítulo 0400-18-01. Este documento establece una política para recibir y responder a las denuncias, responder a los denunciantes, hacer un seguimiento de los resultados y analizar periódicamente los datos recopilados por la División de tanques de almacenamiento subterráneo (División de UST).

b. Definición de denuncia para esta política

Dado que la Ley de UST o las reglas no contienen una definición del término denuncia, para los efectos de esta política, las denuncias válidas para la División de UST solamente incluyen los UST de petróleo regulados por la Ley de UST y las reglas adoptadas por la Comisión.

c. Aclaración de que las denuncias pueden ser anónimas

La Ley de UST no exige que los denunciantes se identifiquen ni que presenten la denuncia por escrito. Por consiguiente, el personal de la División de UST aceptará las denuncias en cualquier formato, escrito o no, y no es necesario que el denunciante se identifique ni que facilite una dirección postal o de correo electrónico o un número de teléfono, a menos que así lo decida para que el personal pueda hacer un seguimiento posterior a la denuncia.

2. Definiciones

Un tanque de almacenamiento subterráneo de petróleo o UST de petróleo se define en § 68-215-103(14).

“Tanque de almacenamiento subterráneo de petróleo” significa cualquiera (1) o combinación de tanques (incluidas las tuberías subterráneas conectadas a los mismos) que se utilicen o se hayan utilizado para contener una acumulación de sustancias de derivados de petróleo y cuyo volumen (incluido el volumen de las tuberías subterráneas conectadas a los mismos) sea igual o superior al diez por ciento (10 %) por debajo de la superficie del suelo. “Tanque de almacenamiento subterráneo de petróleo” no incluye ningún tanque exento de este capítulo en virtud de § 68-215-124”;

Tanques exentos en virtud del § 68-215-124 son:

- “(1) Tanques sépticos;
- (2) Tanques de parques o residenciales de mil cien galones (1100 gal) o menos utilizados para almacenar combustible de motor con fines no comerciales;
- (3) Tanques utilizados para almacenar aceite combustible para calefacción destinado al consumo en los locales donde se almacena;
- (4) Instalaciones de oleoductos (incluidas las líneas de recolección) reguladas por:
  - (A) La Ley de Seguridad de oleoductos de gas natural de 1968, recopilada en 49 U.S.C. Ap. § 60101 y sig.;
  - (B) La Ley de Seguridad de oleoductos para líquidos peligrosos de 1979, recopilada en 49 U.S.C. Ap. § 60101 y sig.;
 o
- (C) Leyes estatales comparables a la ley consultada en la subdivisión (4)(A) o (4)(B), si se trata de un oleoducto interestatal;
- (5) Embalses superficiales, fosos, estanques o lagunas;
- (6) Sistemas de captación de aguas pluviales o residuales;
- (7) Tanques de proceso de flujo continuo;
- (8) Trampas de líquido o líneas de recolección asociadas directamente relacionadas con las operaciones de producción y recolección de petróleo o gas;
- (9) Tanques de almacenamiento de petróleo situados en una zona subterránea (como un sótano, una celda, una explotación minera, una galería, un pozo o un túnel) si el tanque de almacenamiento está situado sobre la superficie del suelo o por encima de ella; y
- (10) Tuberías o conexiones conectadas a tanques exentos”.

### 3. Denuncias comunes recibidas

La División UST solamente supervisa los UST de petróleo, las tuberías asociadas y los equipos auxiliares regulados por la Ley de UST y las reglas adoptadas por la Comisión. Las situaciones que se enumeran a continuación son las denuncias más frecuentes<sup>1</sup>.

Tanques no registrados

Ley de UST	Acciones ilícitas	§ 68-215-104(2)
Ley de UST	Notificación de los tanques en uso y de los tanques fuera de funcionamiento	§ 68-215-106(a)(1) y (a)(4)
Ley de UST	Notificación de los tanques en uso y de los tanques fuera de funcionamiento	§ 68-215-106(f)(9)
Reglas de UST	Notificación, informes y conservación de registros	0400-18-01-.03(1)(a)1 y 2

Prevención de fugas

Ley de UST	Acciones ilícitas	§ 68-215-104(2) y (6)
Ley de UST	Responsabilidades de supervisión, inspección y cumplimiento	§ 68-215-107(f)(6) y (7)
Reglas de UST	Prevención de derrame y sobrellenado	0400-18-01-.02(3)(a) a (d)

<sup>1</sup> La lista de denuncias recibidas habitualmente no es una lista exhaustiva de todas las infracciones que podrían producirse en virtud de la Ley de UST y las reglas adoptadas por la Comisión.

## Protección contra la corrosión

Ley de UST	Acciones ilícitas	§ 68-215-104(2) y (6)
Ley de UST	Responsabilidades de supervisión, inspección y cumplimiento	§ 68-215-107(f)(6) y (7)
Reglas de UST	Protección contra la corrosión	0400-18-01-.02(4)(a) a (c)6.ii.IV)

## Detección de fugas

Ley de UST	Acciones ilícitas	§ 68-215-104(2) y (6)
Ley de UST	Responsabilidades de supervisión, inspección y cumplimiento	§ 68-215-107(f)(1)
Reglas de UST	Detección de fugas	0400-18-01-.04(1)(a) a (5)(c)

Fuga de petróleo detectada en el lugar de derivados del petróleo o en la zona circundante por personas distintas de la parte responsable o sus empresas de servicios y contratistas de medidas correctivas

Ley de UST	Acciones ilícitas	§ 68-215-104(1)
Ley de UST	Responsabilidades de supervisión, inspección y cumplimiento	§ 68-215-107(f)(3) y (4)
Reglas de UST	Informes de fuga, investigación y confirmación	0400-18-01-.05(1) a (4)(b)
Reglas de UST	Respuesta a fugas de petróleo, corrección y gestión de riesgos: requisitos generales	0400-18-01-.06(1)(a)
Reglas de UST	Respuesta a fugas de petróleo, corrección y gestión de riesgos: respuesta inicial	0400-18-01-.06(3)(a)

## Cierres de tanques ilegales

Ley de UST	Acciones ilícitas	§ 68-215-104(2)
Ley de UST	Responsabilidades de supervisión, inspección y cumplimiento	§ 68-215-107(f)(5)
Reglas de UST	Detección de fugas	0400-18-01-.07

## Entregas a tanques no registrados o con etiqueta roja

Ley de UST	Acciones ilícitas	§ 68-215-104(2) y (3)
Ley de UST	Uso ilegal de tanques identificados o no identificados mediante aviso o etiqueta	§ 68-215-106(c) a (f)
Reglas de UST	Entrega de productos de petróleo	0400-18-01-.15

## Manipulación del equipo de detección o prevención de fugas

Ley de UST	Acciones ilícitas	§ 68-215-104(2) y (6)
------------	-------------------	-----------------------

Ley de UST	Uso ilegal de tanques identificados o no identificados mediante aviso o etiqueta	§ 68-215-106(c) a (f)
Reglas de UST	Entrega de productos de petróleo	0400-18-01-.15

4. Denuncias no válidas

La definición de denuncias válidas para esta política no incluye:

- a. Notificación de una sospecha o confirmación de fuga por una parte regulada o su representante;
- b. Solicitudes de copias de registros públicos de inspecciones y proyectos de limpieza;
- c. Solicitudes de asistencia técnica para el cumplimiento diario de la normativa por parte del público, los posibles compradores, los agentes inmobiliarios, los propietarios de tanques, los operadores de tanques, los proveedores de servicios y contratistas de medidas correctivas sobre temas como;
  - i Preguntas sobre la prevención y detección de fugas;
  - ii Preguntas sobre la respuesta a las fugas y las medidas correctivas;
  - iii Preguntas de admisibilidad y cobertura del fondo;
  - iv Preguntas sobre construcción o permisos;
  - v Preguntas sobre notificación y tarifas; y
  - vi Preguntas sobre responsabilidades.
- d. Tipos de tanques que deben consultarse a otra entidad:
  - i Tanques exentos listados en 68-215-124(1) a (10);
  - ii Tanques de sustancias peligrosas regulados por la Agencia de Protección Ambiental; y
  - iii Todos los demás tanques no definidos como tanque de almacenamiento subterráneo de petróleo en 68-215-103(14).

5. Seguimiento de base de datos: *GasLog*<sup>2</sup>

El seguimiento de todas las denuncias válidas y no válidas se realizará en la base de datos de GasLog, donde la fecha de inicio de la denuncia de contacto con la División de UST:

- a. El público a través de una conversación en persona, llamada telefónica, correo electrónico, carta, informe periodístico o cualquier otro medio; o
- b. Una referencia de otra División del TDEC, agencia estatal o local, EPA o contacto legislativo.

---

<sup>2</sup>Consulte el Apéndice F: Seguimiento y entrada de la base de datos: Módulo de seguimiento de denuncias de GasLog



## 6. Respuesta a la denuncia inicial

La respuesta a la denuncia comienza cuando la División de UST recibe la denuncia.

- a. Los empleados seguirán los resultados del trabajo y los pasos de acción en las declaraciones de su Plan de desempeño individual asignado<sup>3</sup>, la Guía de UST establecida<sup>4</sup> y utilizarán las listas de verificación establecidas<sup>5</sup> para las condiciones del lugar y llegarán con el equipo especificado<sup>6</sup>. Consulte los Apéndices A, B y C.
- b. Se redactará un informe de ruta que se incluirá en GasLog, a menos que ya se haya determinado que no es jurisdiccional
- c. Se enviará correspondencia<sup>7</sup> de seguimiento o se mantendrá una conversación con el denunciante siempre que sea posible, a menos que ya se haya determinado que no es jurisdiccional
  - i Carta: utilice el formulario adecuado de la División
  - ii Correo electrónico: utilice el contenido de correo electrónico apropiado copiado del formulario de la División
  - iii Presente siempre los resultados en un informe de ruta que muestre las conclusiones
  - iv Teléfono: coloque el informe de conversación telefónica en GasLog

## 7. Respuesta a la denuncia completada

La respuesta a la denuncia está completa y se cerrará cuando la División de UST determine que la denuncia:

- a. Es válida para la regulación conforme a la Ley de UST y entra en el proceso de inspecciones de cumplimiento o en el proceso de sospecha o confirmación de fuga de petróleo;
- b. No es válida para su regulación en virtud de la Ley de UST y se consulta a otra entidad del TDEC, agencia estatal o local o a la EPA; o
- c. No se encuentra ningún tanque regulado ni ninguna otra condición medioambiental después de una visita al lugar.

## 8. Seguimiento y análisis de datos

- a. El seguimiento se llevará a cabo en la base de datos GasLog y el director adjunto de la oficina de campo realizará análisis periódicos de las denuncias para que se correspondan con los Informes semestrales de medidas de desempeño de UST de mediados de año (del 1 de octubre al 31 de marzo) y de finales de año (del 1 de abril al 30 de septiembre) emitidos por la Agencia de Protección Ambiental que muestren como mínimo:
  - i El número y porcentaje de:

---

<sup>3</sup>Consulte el Apéndice A: Resultados del trabajo del PPI y medidas de acción

<sup>4</sup>Consulte el Apéndice B: Documentos de la Guía técnica 19 y 20

<sup>5</sup>Consulte el Apéndice C: denuncias sobre agua potable, denuncias sobre aguas superficiales, denuncias sobre vapores

<sup>6</sup>Consulte el Apéndice D: Lista de verificación del equipo de campo

<sup>7</sup>Consulte el Apéndice E: Correspondencia de seguimiento de la denuncia

- A. denuncias válidas frente a no válidas; y
  - B. Número y porcentaje de denunciantes anónimos frente a denunciantes conocidos.
- ii Válido para todos los UST regulados por la Ley de UST § 68-215-101 y sig.
- A. No se detectaron infracciones válidas
  - B. Infracciones válidas detectadas y tipo de infracciones
    - I. Detección de fugas
    - II. Prevención de fugas
    - III. Sospecha de fuga
    - IV. Confirmación de fugas
    - V. UST de petróleo no registrado
- iii No válido para todos los demás tanques y estructuras no regulados por la Ley de UST § 68-215-101 y sig.
- A. Referido sí o no
  - B. Lugar y fecha de la consulta
  - C. Tipos de denuncias
    - I. Tipos de denuncias no válidas para la Ley de UST
    - II. Edad limitada a antes de 1974 y antes de 1988: § 68-215-106(a)(2)
      - (i) Todos los UST fuera de servicio a partir del 1 de enero de 1974; y
      - (ii) Todos los UST fuera de servicio después del 1 de enero de 1974 y retirados del suelo antes del 1 de julio de 1988
- “Para cada tanque de almacenamiento subterráneo de petróleo fuera de servicio después del 1 de enero de 1974, el propietario de dicho tanque deberá, en el plazo de un (1) año a partir del 1 de julio de 1988, notificar al comisionado la existencia de dichos tanques, a menos que el propietario sepa que dichos tanques fueron retirados del suelo. El propietario de tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo puestos fuera de servicio el 1 de enero de 1974 o antes, no estará obligado a notificarlo al comisionado. El comisionado aceptará como notificación formal el formulario de notificación de tanques de almacenamiento subterráneo de la EPA presentado ante el departamento por el propietario del tanque de almacenamiento subterráneo de petróleo antes del 1 de julio de 1988”.
- III. Tanques exentos en virtud del artículo § 68-215-124 y otros tanques
  - IV. Los tanques de sustancias peligrosas se remitirán a la oficina de la Región IV de la Agencia de Protección Ambiental en Atlanta, Georgia.

- V. Las denuncias sobre los siguientes tanques se remitirán a la División de residuos sólidos o a la División de saneamiento
  - (i) de petróleo de AST;
  - (ii) Tanques de parques y residenciales de <1000 galones exentos por § 68-215-124(2);
  - (iii) Tanques utilizados para almacenar aceite combustible para calefacción destinado al consumo en los locales donde se almacena que estén exentos por § 68-215-124(3);
  - (iv) Tanques de proceso de flujo continuo exentos por § 68-215-124(7);
  - (v) Tanques de almacenamiento de petróleo situados en una zona subterránea (como un sótano, una celda, una explotación minera, una galería, un pozo o un túnel) si el tanque de almacenamiento está situado sobre o por encima de la superficie del suelo que están exentos por § 68-215-124(9); y
  - (vi) Tuberías o conexiones conectadas a tanques exentos por § 68-215-124(10).
- VI. Las denuncias sobre los siguientes tanques y estructuras se remitirán a la División de recursos hídricos
  - (i) Tanques sépticos que están exentas por § 68-215-124(1);
  - (ii) Embalses y lagunas superficiales exentas por § 68-215-124(5);
  - (iii) Sistema de recogida de aguas pluviales y residuales exentos por § 68-215-124(6); y
  - (iv) Tuberías o conexiones conectadas a tanques exentos por § 68-215-124(10).
- VII. Las denuncias relativas a los siguientes tanques y estructuras exentos en virtud de los artículos § 68-215-124(9) y (10) se remitirán a la División de seguridad de oleoductos de la Comisión de Servicios Públicos de Tennessee
  - (i) Instalaciones de oleoductos (incluidas las líneas de recolección) reguladas por:
    - (1) La Ley de Seguridad de oleoductos de gas natural de 1968, recopilada en 49 U.S.C. Ap. § 60101 y sig.;
    - (2) La Ley de Seguridad de oleoductos para líquidos peligrosos de 1979, recopilada en 49 U.S.C. Ap. § 60101 y sig.; o
    - (3) Leyes estatales comparables a la ley consultada en la subdivisión (4)(A) o (4)(B), si se trata de un oleoducto interestatal; y
  - (ii) Trampas de líquido o líneas de recolección asociadas directamente relacionadas con las operaciones de producción y recolección de petróleo o gas.

9. Mejora continua y garantía de calidad

Capacitación

- i) El personal de la División recibirá capacitación durante las reuniones anuales de personal, la capacitación de inspectores de cumplimiento, la capacitación del administrador de casos o periódicamente según sea necesario.
- ii) Los datos de los informes se revisarán con cada miembro del personal cuando existan oportunidades de capacitación.
- iii) Las actualizaciones de la política de denuncias se facilitarán al personal cuando se produzcan.

Sistema de seguimiento de denuncias

- i) El sistema se actualizará en función de las aportaciones del personal y la dirección.
- ii) Las actualizaciones se revisarán con el personal informático de la División y se aplicarán durante el siguiente período de información semestral.

Adaptación del programa

- i) La División estudiará la posibilidad de modificar las reglas, reglamentos o políticas en caso de que el análisis de los datos sobre denuncias medioambientales demuestre que tales cambios son necesarios.
- ii) La División seguirá todos los procedimientos aplicables para llevar a cabo dichos cambios en el futuro.

### **Apéndice A: Resultado del trabajo del IPP y pasos de acción para**

El personal de la División de UST con Responsabilidades de respuesta a las denuncias

Declaración de resultado del trabajo: responder con prontitud y eficacia a todas las situaciones y denuncias de respuesta ambiental de UST asignadas en la Oficina de Campo Medioambiental en el año fiscal estatal. Para temas de impacto medioambiental, responda dentro de las 24 horas de la notificación/conocimiento y dentro de los 10 días para otras denuncias.

Pasos de acción:

1. Notificar y consultar al personal apropiado (es decir, supervisor, RP, CAC, contratista estatal a través de la Oficina Central, personal de otros programas del departamento, PIO, gestión local de respuesta a emergencias) para garantizar que se aplica la respuesta adecuada y que la información se transmite, se rastrea en las bases de datos de UST y se archiva.
2. Se asegura de que las denuncias relacionadas con los UST se introducen, en un plazo de 10 días, en el GasLog y en el archivo físico. Cualquier denuncia o solicitud que no se inscriba en el marco de las operaciones cotidianas normales del programa se registra en el CST del Departamento, si procede.

Apoyar el objetivo: Objetivo estratégico 3: resultados medioambientales positivos

#### **B. Las denuncias se registran en GasLog**

El código de suceso n.º 35 se utiliza para la respuesta de emergencia, el código de suceso n.º 02 es para cualquier otra denuncia y estos códigos se consultarán para el informe anual de trabajo y las revisiones intermedias anuales.

Se facilitan los SOP al personal para su uso con formularios de inspección específicos que se registran en GasLog con el código de incidencia 14f

**Apéndice B: Documentos de Guía técnica 19 y**

**20**

Utilice los siguientes enlaces web para obtener las guías/formularios más recientes de los documentos de referencia.

**TGD 019**      [Gestión del agua potable afectada](#)

**TGD 020**      [Gestión de los vapores de petróleo](#)

**Apéndice C: denuncias sobre agua potable, denuncias sobre aguas superficiales, denuncias sobre vapores**

Ejemplos del período de informes 01/07/2019 al 20/02/2021:

**Agua potable:**

N.º de denuncia	ID de instalación de UST	Nombre de la instalación	EFO	Condado	Iniciales del personal
82074	9790157	Charlie's Friendly Service	Memphis	Shelby	KH
82074	ID del lugar: 89577			<b>Creado por:</b>	<b>Actualizado por:</b>
ID Plus: 783				BG41077	BG41121

**Detalles:** el denunciante llamó el 10 de febrero de 2020 y dijo que la instalación en cuestión tenía tanques con fugas en el suelo y que se estaba filtrando combustible a la superficie. David Groce y yo (Karim Bouzeid) visitamos este lugar en el pasado por esta misma denuncia. Se retiraron todos los tanques de la instalación en cuestión y se tomaron las muestras de suelo pertinentes. Toda la documentación muestra la ausencia de tanques y resultados de contaminación <RBCL. Le dije al denunciante que tenemos una carta de cierre de los tanques y los resultados de las pruebas aprobados de muestreo del suelo. Dijo que estaba enfadado porque el propietario de la instalación estaba "haciendo negocios turbios sin permiso". Le sugerí que tal vez quisieran consultar con la aplicación de códigos de cumplimiento de la ciudad u otra organización gubernamental local, ya que la instalación cumplía todos los estándares del UST de TDEC para sus cierres de tanques.

**Agua superficial:**

N.º de denuncia	ID de instalación de UST	Nombre de la instalación	EFO	Condado	Iniciales del personal
90307		Jack Johnson's Wrecker Service	Chattanooga	Hamilton	DRB
90307	ID del lugar:			<b>Creado por:</b>	<b>Actualizado por:</b>
ID Plus: 1164				BG41007	

**Detalles:** la denuncia inicial fue enviada a la DRB por correo electrónico por John Doe (abogado) para el Sr. Smith. Teléfono del Sr. Doe: 423-555-1212 ext. 999, john@ispmadeup.com  
El Sr. Smith indicó que los viejos UST todavía estaban en el suelo en 888 Easy Walk Lane y que se habían utilizado por última vez alrededor de 1981. No se han detectado UST registradas. Las muestras de suelo superficiales tomadas a 6 pulgadas de profundidad no indicaron la presencia de BTEX. Sin embargo, el impacto sobre los HAP podría proceder del desagüe superficial. Consultado a SWM

**Denuncias por vapor:**

N.º de denuncia	ID de instalación de UST	Nombre de la instalación	EFO	Condado	Iniciales del personal
86792	2470913	AR Market 1 LLC	Knoxville	Knox	RAH
86792	ID del lugar: 78932			<b>Creado por:</b>	<b>Actualizado por:</b>
ID Plus: 964				BG41144	BG41144

**Detalles:** olor a petróleo identificado en los drenajes pluviales en el lugar y alrededores. Confirmado durante una visita al lugar. Prueba de los sistemas y revisión en el lugar es obligatorio. Gestionado como un caso de fuga

**Apéndice D: Lista de verificación del equipo de campo para las denuncias**

**ENFRIADOR DE ALMACENAMIENTO**

2 a 4 tarros de suelo  
2 a 4 juegos de viales VOA  
1 a 2 juegos de botellas PAH  
Cuerda  
Tijeras/cuchillo  
Cuchara/pala de muestra  
Alconox  
Agua desionizada  
Cepillo  
Lámina de plástico  
Bolsas de basura  
Guantes de nitrilo (en bolsa Ziploc)  
Guantes de cuero  
Bolsas Ziploc para muestras  
4 a 6 formularios de la cadena de custodia del laboratorio  
6 a 10 etiquetas de muestra y rotulador de tinta indeleble  
Chaleco de seguridad de color naranja  
Tapones para los oídos  
Gafas de seguridad  
Linterna de seguridad intrínseca  
Cinta métrica  
Destornillador  
Nombre del contacto de emergencia

**EQUIPO**

PID  
CGI  
Indicador del nivel de agua  
Pala  
Taladro manual  
Rueda de medición  
Palanqueta  
GPS  
GPR (si es necesario)

**OTROS ELEMENTOS PARA LLEVAR AL TERRENO**

Nevera para muestras  
Tarjetas de visita  
Mapa del terreno/lugar  
Cámara  
Formularios de inspección/tableta  
Empaquetadoras  
Conos de seguridad  
Neveras para muestras (1 para almacenado y 1 para muestras)  
Botas con puntas de acero  
Botas de goma  
Casco rígido

Baldes  
PCA/CAP/Último informe de seguimiento  
Vadeadores



## Apéndice E: Correspondencia de seguimiento de la denuncia

El contenido y los requisitos de la correspondencia pueden variar en función de muchos factores. El siguiente es un ejemplo de *Cierre de tanque de almacenamiento subterráneo no aprobado* al que se hace referencia en la página 3 anterior.

---

(\*1 Fecha)

N.º

(\*2 Nombre)

(Empresa)

(Dirección)

Asunto: Aviso de acción de cumplimiento: cierre de tanque de almacenamiento subterráneo no aprobado

(\*3 Nombre de la instalación)

(\*4 Dirección de la instalación)

N.º de ID Instalación (\*5), (\*6) Condado

Estimado(a) (\*7):

La División de Tanques de almacenamiento subterráneo detectó que el petróleo (\*8 tanques, líneas, compartimentos o sistema) en la instalación arriba mencionada fue cerrado sin nuestra aprobación. Se trata de una infracción de la Regla 0400-18-01-.07(4)(a) que establece, en parte:

“(a) Al menos treinta (30) días antes de iniciar el cierre definitivo de cualquier parte de un sistema de tanques de almacenamiento subterráneo o un cambio en servicio en virtud de los subapartados (b) y (c) de este apartado, los propietarios, operadores y/u otras partes responsables deberán solicitar el cierre definitivo, a menos que dicha acción sea en respuesta a una acción correctiva. La solicitud de cierre definitivo o cambio de servicio deberá cumplir los siguientes requisitos:

1. Se presentará una Solicitud de cierre permanente de sistemas de tanques de almacenamiento subterráneo en un formato establecido por la División. La solicitud se cumplirá de acuerdo con las indicaciones facilitadas por la División.
2. El propietario del tanque, operador y/u otra parte responsable deberá obtener la aprobación de la División de la Solicitud de cierre permanente antes de cerrar permanentemente el sistema de UST o cualquier parte del mismo o efectuar un cambio en el servicio del sistema de UST, a menos que el cierre del compartimento del tanque se realice de conformidad con los párrafos (3) y (5) de esta Regla.
3. La solicitud constituirá un plan de cierre o cambio de servicio del sistema de UST o de cualquier parte del mismo”.

Este archivo se remite a la Sección de Cumplimiento de la División para su revisión y puede dar lugar a la imposición de sanciones civiles. Una vez recibido el archivo en nuestra oficina central, se asignará un administrador de casos para evaluarlo y esta persona trabajará con usted durante todo el proceso de cumplimiento.

Aunque la División tiene que ponerle al corriente de esta infracción e informarle de la decisión, nos comprometemos a trabajar con usted para alcanzar nuestro objetivo común de almacenar petróleo de forma segura en el Estado de Tennessee.

Sírvase presentar una Solicitud de cierre permanente de sistemas de tanques de almacenamiento subterráneo (PCA) debidamente completada en esta oficina de campo antes del (\*9 fecha de 30 días). Solicitamos su ayuda para proteger nuestros recursos naturales porque los tanques con fuga pueden contaminar el agua potable de Tennessee o causar riesgos de seguridad significativos y el costo de limpiar incluso las fugas pequeñas puede ser muy alto.

Todos los formularios y guías, incluido el PCA, están disponibles en <http://www.tn.gov/environment/section/ust-underground-storage-tanks>

Si tiene alguna pregunta sobre esta carta, no dude en llamarme al (teléfono \*#).

Atentamente,

(nombre)  
(Título opcional)  
División de tanques de almacenamiento subterráneo

c: -----Archivo de cierre FO n.º (\*5)

FO-029EAN 03092016 FINAL

## **Apéndice F: Seguimiento y entrada de la base de datos: Módulo de seguimiento de denuncias de GasLog**

Este proceso de política de denuncias se parafrasea a continuación para comodidad del personal y para su uso mientras se utiliza el Módulo de seguimiento de denuncias de la División. El personal que responda a las denuncias debe:

- 1) Recolectar y documentar exhaustivamente las alegaciones del denunciante y la información de contacto (si no es anónima),
- 2) Para los impactos medioambientales, investigar y responder en un plazo de **2** días calendario y para todos los demás en un plazo de **10** días calendario a partir de la recepción de la denuncia,
- 3) Determinar si las alegaciones presentadas pueden confirmarse de forma independiente, lo que implicará principalmente observaciones en el lugar, documentación fotográfica, etc.
- 4) Determinar si la alegación entra dentro de la jurisdicción de la División de Tanques de almacenamiento subterráneo (Ley de UST y Reglas adoptadas posteriormente),
- 5) si no es jurisdicción de la División de Tanques de almacenamiento subterráneo, haga las consultas apropiadas a otras Divisiones reguladoras del TDEC, agencias externas y/o gobierno local, si corresponde,
- 6) Comunicar los resultados de la investigación de la denuncia al denunciante que lo solicite,
- 7) Introducir la investigación de la denuncia y cargar la documentación en el Módulo de seguimiento de denuncias en *GasLog* de la División completando la información en cada área del módulo en su totalidad,
- 8) Completar los pasos anteriores y cerrar la denuncia en el plazo de **una semana laboral** a partir de la respuesta inicial a la denuncia y
- 9) Para los requisitos jurisdiccionales de los UST continuos, realice un seguimiento de las acciones subsiguientes en otros módulos de *GasLog* (cumplimiento, reparación, etc.) según los protocolos estándar.

A continuación se muestra cada módulo del Módulo de seguimiento de denuncias de *GasLog* y breves notas donde sea necesario. Al seleccionar el botón "Aplicar cambios" en cualquier momento, se guardan los datos introducidos. Al seleccionar el botón "Cancelar", el registro se actualiza a la última versión guardada y no se guardan las actualizaciones introducidas en ese momento. Se puede generar una versión impresa de los datos de la denuncia seleccionando "Versión impresa" y siguiendo a continuación las indicaciones del diálogo de la impresora.

Apéndice F (continuación)

### Módulo de seguimiento de denuncias de GasLog

Para acceder al GasLog, inicie sesión en la aplicación de red estatal segura utilizando el identificador de usuario y la contraseña del director activo.

Para iniciar una entrada en la base de datos del módulo de denuncias, seleccione la pestaña del módulo de denuncias en la parte superior derecha de la pantalla (flecha roja grande) y, a continuación, seleccione el botón gris "Crear nueva denuncia" en la parte superior izquierda de la pantalla (flecha roja pequeña).

Apéndice F (continuación)

Nota: Las áreas de la pantalla deben completarse de izquierda a derecha, de arriba abajo.

Área de denuncia					
Sites, Facts, Contacts, Docs		Inspections		Remediation	
Parent Site Name	Site Location	County	EFO	Latitude	Longitude
Macon Express	3388 Macon Rd.	Shelby	Memphis	35.162929	-89.947518

**COMPLAINT**

Concerning Environmental Complaint

Complaint Number **118019**

Division **UST**

Date Received DEC-15-2021

Received by RMF . . Roshanda Forsythe . (901) 232-5968

How Received Phone

Assigned By RMF . . Roshanda Forsythe . (901) 232-5968

Assigned Date DEC-16-2021

Assigned To DAG . . David Groce . (901) 275-4203

UST Facility ID 9793643..167392..Macon Express

TDEC Site ID 167392 . . Macon Express . . 3388 Macon Rd.

Concerning

Complainant Allegation	Staff Verified			
Drinking Water	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>
Stream/Surface Water	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>
Vapors in Building	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>
Vapors in Sewer System	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>
Vapors other	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>
Petroleum discovered on-site	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>
Petroleum discovered off-site	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>
Tank floating from tank pit	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>
Storm Drain	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>
Stained Soil	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>
Stressed Vegetation	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>
Building Evacuated	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>
Fire and/or Explosion	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>
Surface Spill	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>
Overfill	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>
Water in Auto Fuel Tank	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>
Water in UST	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>
Unregulated/Orphan Tank	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> No	<input type="checkbox"/> N/A

Concerning (Other)

Introduzca o seleccione los ítems empezando por “**Fecha de recepción**” y continúe introduciendo/seleccionando elementos a lo largo de la página hasta completar toda el área.

La denuncia puede **asignarse/delegarse** a otros miembros del personal para su respuesta y seguimiento o por destinatario original del personal, según sea necesario.

Pueden seleccionarse todas las ID de las instalaciones de UST registradas.

**Aviso importante: Debe seleccionarse un ID del lugar de TDEC para los Documentos con esta denuncia y la ubicación basada en las áreas de SITE\_ID** para mostrar. No pueden cargarse documentos, fotos, etc, si no se ha seleccionado un ID del lugar de TDEC. La fuente de ID de lugar de TDEC incorpora sitios de todo el TDEC (agua, aire, residuos sólidos, etc.), por lo que la mayoría de las veces existe una ID del lugar de TDEC. Si no puede encontrarse un ID del lugar de TDEC, contáctese con [Jo McCrary](#) o [David Brewer](#) para obtener ayuda.

Marque las casillas de verificación “SÍ” para las alegaciones formuladas por el denunciante.

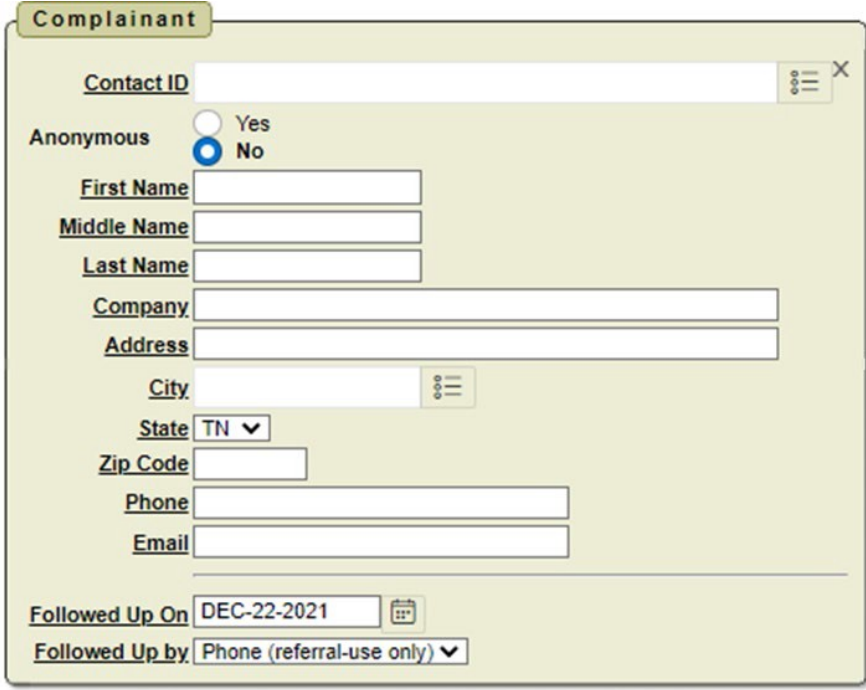
Marque las casillas de verificación “SÍ”, “No” o “N/A” para el personal verificado. Verificado por el personal significa que el propio personal confirmó directamente la alegación. Cualquier casilla marcada “N/A” debe detallarse más en la casilla de memorando “Concerniente a otros” al final de esta área.

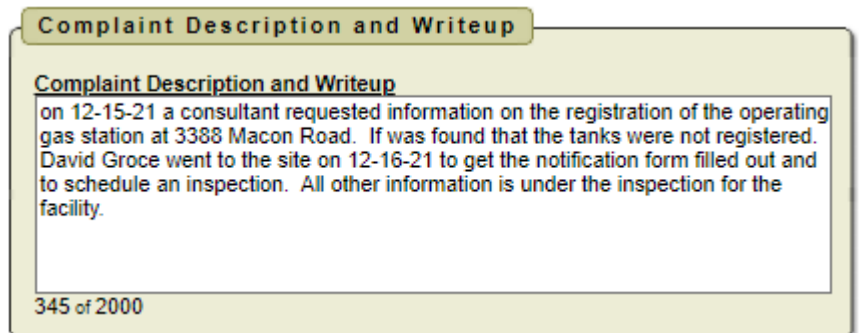
Apéndice F (continuación)

Antecedentes de auditorías para el área de denuncias																																										
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p><b>Audit History For Complaints</b> </p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">Complaint ID ↑</th> <th style="text-align: left;">Col Name</th> <th style="text-align: left;">Rcd ID</th> <th style="text-align: left;">Old Value</th> <th style="text-align: left;">New Value</th> <th style="text-align: left;">Change Date</th> <th style="text-align: left;">Change By</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>118019</td> <td>SITE_ID</td> <td>118019</td> <td>-</td> <td>167392</td> <td>24-JAN-2022 08:20:41</td> <td>BG41154</td> </tr> <tr> <td>118019</td> <td>ASSIGNED_TO</td> <td>118019</td> <td>-</td> <td>DAG</td> <td>24-JAN-2022 08:22:37</td> <td>BG41154</td> </tr> <tr> <td>118019</td> <td>ASSIGNED_BY</td> <td>118019</td> <td>-</td> <td>RMF</td> <td>24-JAN-2022 08:22:37</td> <td>BG41154</td> </tr> <tr> <td>118019</td> <td>ASSIGNED_DATE</td> <td>118019</td> <td>-</td> <td>DEC-16-2021</td> <td>24-JAN-2022 08:22:37</td> <td>BG41154</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: right; margin-top: 5px;">1 - 4</p> </div>							Complaint ID ↑	Col Name	Rcd ID	Old Value	New Value	Change Date	Change By	118019	SITE_ID	118019	-	167392	24-JAN-2022 08:20:41	BG41154	118019	ASSIGNED_TO	118019	-	DAG	24-JAN-2022 08:22:37	BG41154	118019	ASSIGNED_BY	118019	-	RMF	24-JAN-2022 08:22:37	BG41154	118019	ASSIGNED_DATE	118019	-	DEC-16-2021	24-JAN-2022 08:22:37	BG41154	<p>De forma predeterminada, esta área no se expande. Seleccione la flecha situada a la derecha y junto al título "Antecedentes de auditorías para denuncias" para ampliarlo.</p> <p>Muestra la pista de auditoría (personal y momento en que se realizaron las entradas en la base de datos) de este registro del módulo de denuncias.</p>
Complaint ID ↑	Col Name	Rcd ID	Old Value	New Value	Change Date	Change By																																				
118019	SITE_ID	118019	-	167392	24-JAN-2022 08:20:41	BG41154																																				
118019	ASSIGNED_TO	118019	-	DAG	24-JAN-2022 08:22:37	BG41154																																				
118019	ASSIGNED_BY	118019	-	RMF	24-JAN-2022 08:22:37	BG41154																																				
118019	ASSIGNED_DATE	118019	-	DEC-16-2021	24-JAN-2022 08:22:37	BG41154																																				

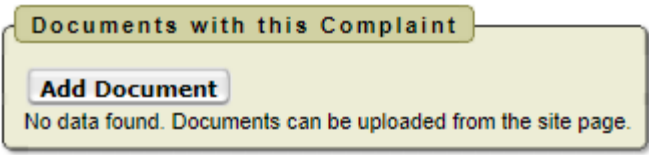
Ubicación basada en el área de SITE_ID																		
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p><b>Location based on SITE_ID</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr> <td style="width: 30%;">Site ID</td> <td><u>167392</u></td> </tr> <tr> <td>Site</td> <td>Macon Express</td> </tr> <tr> <td>Location</td> <td>3388 Macon Rd.</td> </tr> <tr> <td>City</td> <td>Memphis, TN</td> </tr> <tr> <td>Description</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>County</td> <td>Shelby</td> </tr> <tr> <td>EFO Name</td> <td>Memphis</td> </tr> <tr> <td>Site Owner</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> </div>		Site ID	<u>167392</u>	Site	Macon Express	Location	3388 Macon Rd.	City	Memphis, TN	Description	-	County	Shelby	EFO Name	Memphis	Site Owner	-	<p>Esta área aparece cuando se selecciona un SITE_ID de TDEC en el área de denuncias.</p>
Site ID	<u>167392</u>																	
Site	Macon Express																	
Location	3388 Macon Rd.																	
City	Memphis, TN																	
Description	-																	
County	Shelby																	
EFO Name	Memphis																	
Site Owner	-																	

Apéndice F (continuación)

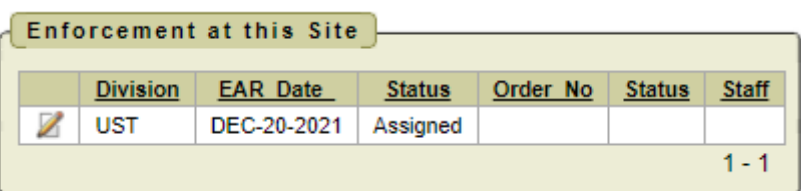
Área del denunciante	
	<p>Introduzca la información de contacto del denunciante en esta área.</p> <p>Si se selecciona el botón de opción anónimo "Sí", todos los campos de información del denunciante (nombre, segundo nombre, apellidos, etc.) aparecen atenuados y no se permite la introducción de datos.</p> <p>Debe tenerse todo el cuidado necesario para proteger la privacidad de un denunciante anónimo. En caso de que un denunciante anónimo solicite una actualización de la investigación, basta con facilitar el número de teléfono del personal para que el denunciante pueda volver a llamar en el futuro para recibir una actualización.</p>

Área de descripción y redacción de la denuncia	
	<p>Describa las denuncias de la alegación y los detalles fácticos.</p> <p>Asegúrese de seleccionar las casillas de verificación de otras áreas del módulo de denuncias y no se limite a describirlas en esta narración.</p> <p>Las casillas de verificación se utilizan para extraer datos de seguimiento de las denuncias y generar informes estatales cada 6 meses.</p>

Apéndice F (continuación)

Área de documentos que acompañan a esta denuncia	
	<p>Seleccione “Añadir documento” para cargar el informe de ruta, fotos, resultados de muestreo, etc.</p> <p>Recuerde que esta área no se mostrará a menos que se seleccione un SITE_ID de TDEC en el área de denuncias de este módulo.</p>

Área de marcar todo lo que corresponda	
	<p>Esta área está diseñada para capturar las fuentes de información implicadas en la investigación de la denuncia.</p> <p>Introduzca notas para describir con más detalle las fuentes de información.</p>

Área de cumplimiento en el lugar	
	<p>Se muestra el cumplimiento de GasLog relacionado con este lugar para este ID de instalación de UST.</p> <p>Tenga en cuenta que esto puede o no estar asociado con esta denuncia.</p>



Apéndice F (continuación)

Área de inspecciones de esta instalación																											
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p><b>Inspections on this Facility</b></p> <p>1 - 2</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Row Id</th> <th>Case #</th> <th>Site name</th> <th>Inspection Date</th> <th>Purpose Of Visit</th> <th>Currentstatus</th> <th>Violations Found</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>2</td> <td>Macon Express</td> <td>DEC-22-2021</td> <td>Red Tag</td> <td>Closed</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>1</td> <td>Macon Express</td> <td>DEC-20-2021</td> <td>Operational</td> <td>Action Required</td> <td>51</td> </tr> </tbody> </table> <p>1 - 2</p> </div>							Row Id	Case #	Site name	Inspection Date	Purpose Of Visit	Currentstatus	Violations Found		2	Macon Express	DEC-22-2021	Red Tag	Closed	-		1	Macon Express	DEC-20-2021	Operational	Action Required	51
Row Id	Case #	Site name	Inspection Date	Purpose Of Visit	Currentstatus	Violations Found																					
	2	Macon Express	DEC-22-2021	Red Tag	Closed	-																					
	1	Macon Express	DEC-20-2021	Operational	Action Required	51																					
						<p>Se muestran las inspecciones de cumplimiento operativo de GasLog relacionadas con este lugar para este ID de instalación de UST.</p> <p>Tenga en cuenta que esto puede o no estar asociado con esta denuncia.</p>																					

Área de Investigación	
<div style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <p><b>Investigation</b></p> <p><u>Date Investigated</u> <input type="text" value="DEC-16-2021"/> </p> <p>Were tanks found? <input checked="" type="radio"/> Yes <input type="radio"/> No</p> <p>Is this UST Jurisdiction? <input checked="" type="radio"/> Yes <input type="radio"/> No</p> <p><u>Status Detail</u>  <div style="border: 1px solid gray; padding: 2px; font-size: small;">                     Site has been correctly registered an inspection has been performed and currently working on a results of compliance letter. The tanks were Red Tagged on 12/22/2021. The fire marshal also issued a summons for the owner to appear in court for failure to install LLD and shut down the gas pumps.                 </div>                     297 of 800</p> <p><u>Responsible Party</u> <input type="text"/></p> <p><u>Resp Party Phone</u> <input type="text"/></p> <p><u>Date Completed</u> <input type="text" value="DEC-22-2021"/> </p> <p><u>Status</u> <input type="radio"/> Open <input checked="" type="radio"/> Closed</p> <p><u>Referred To</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> TDEC - APC</li> <li><input type="checkbox"/> TDEC - REM</li> <li><input type="checkbox"/> TDEC - SWM</li> <li><input type="checkbox"/> TDEC - WRs</li> <li><input type="checkbox"/> TDEC - Other</li> <li><input type="checkbox"/> Other Agency - Local Municipality</li> <li><input type="checkbox"/> Other Agency - State</li> <li><input type="checkbox"/> Other Agency - Federal</li> </ul> <p><u>Date Referred</u> <input type="text"/> </p> <p><u>Photos</u> <input type="checkbox"/> Yes</p> <p><small>Created by BG41154 (Roshanda.Forsythe@tn.gov)                      Last updated JAN-24-2022 . by . BG41154 (Roshanda.Forsythe@tn.gov)</small></p> <p style="text-align: right;"><b>Apply Changes</b></p> </div>	
<p>Los resultados de la investigación de la denuncia se introducen aquí de arriba a abajo del área.</p> <p>Introduzca o seleccione TODA la información que corresponda.</p> <p>La parte responsable es el propietario/operador que figura en los registros de notificación en el momento de la investigación y/o de la fuga de petróleo.</p> <p>La fecha de finalización no debe ser posterior a una semana laboral desde la investigación de la denuncia.</p> <p>Si se derivó a otra División del TDEC, agencia externa o gobierno local, marque todo lo que corresponda.</p> <p>Complete la fecha indicada, marque la casilla de verificación si procede y seleccione el botón "Aplicar cambios".</p>	

Apéndice F (continuación)

Área de ruta de acción de UST	
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"><p><b>UST Action PathWay --&gt; Select those that Apply</b></p><p><u>NOV Issued</u>                    <input type="radio"/> Yes   <input type="radio"/> No</p><p><u>Inspection Conducted</u>       <input type="radio"/> Yes   <input type="radio"/> No</p><p><u>Release Investigated</u>        <input type="radio"/> Yes   <input type="radio"/> No</p><p><u>Notification Application Required</u>   <input type="radio"/> Yes   <input type="radio"/> No</p><p><u>No Further Action Required</u>       <input type="radio"/> Yes   <input type="radio"/> No</p></div>	Para las denuncias bajo jurisdicción del UST, marque "Sí" o "No" para cada ítem.



BORRADOR-03162022-Guía del proceso de inspección UST-COM-G-Regla 0400-18-01-.09(6)

## **TDEC**

# **División de tanques de almacenamiento subterráneo**

## **Guía para la Regla 0400-18-01-.09(6)**

### **Alcance del reembolso del fondo**

### **Proceso de inspección de cumplimiento operativo**

**16 de marzo de 2022**

EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD: Este documento es solamente una guía y no crea derechos ni obligaciones legales. Las decisiones de la agencia en cualquier caso concreto se realizarán aplicando las leyes y las regulaciones aplicables a los hechos específicos. La mención de nombres o productos comerciales no constituye un respaldo o recomendación de uso.

**PÁGINA DE FIRMAS Y TABLA DE HISTORIAL DE REVISIONES**

<i>[FIRMA]</i>	16/03/2022
Director de División	Fecha
<i>[FIRMA]</i>	16/03/2022
Redactor/Preparador	Fecha
<i>[FIRMA]</i>	16/03/2022
Revisor	Fecha

Número de revisión	Fecha	Breve resumen de cambios
0	16/03/2022	Política borrador original final

## Antecedentes

El 15 de junio de 2021, la División de Tanques de almacenamiento subterráneo (División) modificó nuestra normativa. Como consecuencia de este cambio, las reglas de elegibilidad de los fondos de la División se trasladaron de la Regla 0400-18-01-.09(10)(c) a la Regla 0400-18-01-.09(6). Para determinar la elegibilidad de los fondos, anteriormente la División disponía de un proceso que se refería internamente al proceso .09(10)(c). El proceso se modificó y ahora se denomina proceso .09(6).

El proceso .09(6) incluye la realización de una inspección completa de cumplimiento operativo para todas las sospechas de fuga (que se produzcan a partir del 15 de junio de 2021) notificadas a la División o detectadas por esta. Este documento es una guía para el personal de la División sobre el proceso de inspección .09(6) para asegurar resultados oportunos, coherentes y precisos tanto para los programas de cumplimiento operativo como para los correctivos de la División.

## Supervisión general de flujo de trabajo

Todas las sospechas y confirmaciones de fuga de las que se informe o que detecte el personal de la División se canalizarán al Administrador de Medioambiente (EFOM) correspondiente para su adecuada delegación y distribución a los inspectores de la División y a los administradores de casos de reparación o para determinar si se necesitan recursos adicionales de otra Oficina de Campo Medioambiental. A continuación se muestra una lista de los pasos generales que deben darse para el proceso .09(6):

- 1) Sospecha o confirmación de fuga comunicada a la División o detectada por esta<sup>1</sup>.
- 2) Diríjase al EFOM (según los condados EFO tradicionales) o a la persona designada por el EFOM.
- 3) El EFOM crea inmediatamente una inspección de cumplimiento en GasLog y asigna la inspección de cumplimiento.
  - a) Al crear la inspección en GasLog, seleccione "Sí" a la pregunta "¿Existen pruebas de una sospecha de fuga?" en la parte "Pregunta sobre el operador y el lugar" de la página principal de la inspección.
  - b) ¿Existe un sistema de tanques de almacenamiento subterráneo (UST)?
    - i) **Sí:** seleccione "Propósito de la visita" como "Operativo" en la página principal de inspección.
    - ii) **No:** seleccione "Propósito de la visita" como "Revisión del cumplimiento".
  - c) Seleccione "Fecha de inspección" de **10** días hábiles a partir de la notificación de la sospecha de fuga. Una vez programada la inspección, el inspector asignado debe actualizar la "Fecha de inspección" a la fecha programada.
  - d) En "Antecedentes de inspecciones" añada el código de suceso "12a Informe de sospecha de fuga" o "12b Informe de confirmación de fuga", según proceda. Introduzca la fecha de notificación como fecha "Recibida". Cargar la copia de la notificación.
  - e) Añadir el código de suceso "14a Inspección operativa de cumplimiento" con fecha de vencimiento de **10** días hábiles a partir de la notificación de la sospecha de fuga. Una vez programada la inspección, el inspector asignado debe corregir la fecha a la fecha

---

<sup>1</sup> Para las cuestiones de impacto ambiental, responda en un plazo de **24** horas de la notificación/conocimiento y en un plazo de **10** días hábiles para las demás denuncias, de conformidad con la política de denuncias vigente de la División. Una inspección .09(6) es una prioridad secundaria frente a la mitigación de los impactos medioambientales y los problemas de seguridad.

programada.

- 4) El EFOM contacta a la DDCA cuando se necesita una investigación de subsuelo (confirmación analítica de una fuga de petróleo al medioambiente). A continuación, la DDCA dirigirá los pasos posteriores de la investigación de la fuga, como las asignaciones de administración de casos, el seguimiento de GasLog de gestión de casos, etc.
- 5) El EFOM contacta inmediatamente al Agente de Medioambiente cuando detecta que hay fallas estructurales en los componentes del sistema de UST<sup>2</sup> (tanques, tuberías, contención secundaria) que requieren la aprobación de la División.

## Modo de trabajo general del personal

El inspector de cumplimiento operativo debe programar una inspección operativa o una revisión de cumplimiento .09(6) con el propietario y/u operador en un plazo de **2** días hábiles a partir de la notificación de la sospecha de fuga y debe realizar la inspección en un plazo de **10** días hábiles a partir de la notificación de sospecha de fuga. \*Si la instalación está en **cumplimiento**, contáctese con el administrador de casos de cumplimiento de la División antes de realizar la inspección de acuerdo con la política actual.

- a) El inspector/administrador de casos emite la correspondiente carta FO-00X junto con la carta de programación FO-030 (Consulte la Tabla 1)
- b) El inspector sigue el Manual de inspección estandarizada (SIM) y el proceso normal de inspección en lo que respecta a la programación y realización de la inspección.
- c) El inspector carga el informe de inspección según el código de evento de seguimiento en GasLog, *14a Inspección operativa: cumplimiento*.<sup>3</sup>
- d) El inspector carga el formulario "Determinación del deducible del fondo de UST" (también conocido como formulario .09(6)) según el código de evento de seguimiento de *Determinación del deducible del fondo de UST 68*.<sup>3</sup>
- e) ¿Se descubrieron infracciones?
  - i) **No:** actualice GasLog y cierre la inspección siguiendo el proceso normal.
  - ii) **Sí:** ¿Se necesitan pruebas de la vuelta al cumplimiento?
    - (1) **No:** actualice GasLog y siga el proceso normal de inspección.
    - (2) **Sí:** emita la carta FO-36**FED** y envíela por correo certificado con una fecha de vencimiento de 30 días. ¿Se cumplió el plazo de cumplimiento?
      - (a) **No.** Envíe la SAC con la Disposición de caso que indique "Infracciones detectadas durante una inspección .09(6) que no se han solucionado".
      - (b) **Sí:** siga el proceso de inspección normal.

**NOTA:** No se emitirá más de una carta de resultados de cumplimiento. Si no se consigue el cumplimiento, remita la inspección a la autoridad competente. Si se abren varias inspecciones .09(6) para una misma instalación con las mismas infracciones, se mantiene el plazo original de 30 días. Si se descubren nuevas infracciones durante las inspecciones posteriores del punto .09(6), se les concederá un plazo adicional de 30 días a partir de la fecha de la inspección.

---

<sup>2</sup>Entre las fallas estructurales se encuentran las fallas en las pruebas de estanqueidad de tanques o líneas que no se investiguen inmediatamente en un plazo de 72 horas, los daños observados en los tanques, tuberías o contención secundaria u otras "condiciones de funcionamiento" determinadas por el inspector que requieran una revisión técnica.

<sup>3</sup>La fecha límite para cargar este formulario se indica en el Proceso de solicitud del fondo que se muestra más adelante.

Tabla 1: Carta modelo de modo de trabajo

Carta modelo	Corresponsal	Rastreo
<b>FO-000: Investigación de fuga: Observación de contaminación de pozo</b>	Administrador de casos	Remediación
<b>FO-001: Investigación de la fuga: prueba del sistema y revisión en el lugar</b>	Administrador de casos con revisión del inspector	Remediación y cumplimiento
<b>FO-001scd: Revisión del lugar modificado: fuga del surtidor</b>	Administrador de casos	Remediación
<b>FO-001scsp: Investigación de cubos de derrame</b>	Administrador de casos	Remediación
<b>FO-002: Investigación de fugas: impacto en el agua potable fuera del lugar</b>	Administrador de casos	Remediación
<b>FO-003: Investigación de la fuga: prueba del sistema</b>	Inspector	Cumplimiento
<b>FO-004: Respuesta a la fuga: confirmación de fuga</b>		

## PROCESO DE SOLICITUD DE ELEGIBILIDAD A LOS FONDOS (FE)

- 1) Una vez recibida la solicitud de FE, se extraerá la documentación de inspección de GasLog.
  - a) *Formulario de resultados de la inspección de funcionamiento de UST*: debe cargarse en el plazo de **1 día hábil** después de la inspección
  - b) *Formulario de determinación del deducible del fondo de UST de petróleo*: debe completarse y cargarse en la entrada de seguimiento 14a Inspección operativa: cumplimiento en el plazo de **1 día hábil** después de:
    - i) Recibir cualquier documento de cumplimiento solicitado o;
    - ii) El plazo de cumplimiento de 30 días de la carta FO-036FED
- 2) Existen infracciones que requieren documentación de cumplimiento:
  - a) **No**: ¿Procesó la solicitud en el plazo de 30 días a partir de la recepción de la solicitud completa y de que la Oficina de Campo Medioambiental (EFO) haya cargado toda la documentación necesaria en GasLog?
    - i) **No**: contáctese con la EFO para cargar la documentación completa en GasLog
    - ii) **Sí**
      - (1) ¿Aprobado por FE?
        - (a) **No**: borrador de la orden de FED.
        - (b) **Sí**: envíe la carta de aprobación de FE.
  - b) **Sí**: no tomar una decisión definitiva hasta que haya transcurrido el plazo de 30 días del FO-36FED. ¿Aprobado por FE?
    - i) **No**: ¿Infracciones corregidas?
      - (1) **No**: versión preliminar de la orden de FED e incluye sanciones civiles para esas infracciones.
      - (2) **Sí**: versión preliminar de la orden de FED sin sanciones civiles.
    - ii) **Sí**: ¿Se detectaron infracciones que afecten al deducible?
      - (1) **No**: ¿Se corrigieron las infracciones?
        - (a) **No**: versión preliminar de la orden de sanciones civiles de la FDA para esas infracciones
        - (b) **Sí**: versión preliminar de la carta de aprobación de FE.
      - (2) **Sí**: ¿Se corrigieron las infracciones?
        - (a) **No**: versión preliminar de la orden de sanciones civiles de la FDA para esas infracciones.
        - (b) **Sí**: versión preliminar de la orden de la FDA sin sanciones civiles.



## Combustibles combinados

Antes de poner en servicio un sistema de UST diseñado para almacenar combustibles combinados con etanol superiores al 10 % de etanol o una mezcla superior al 20 % de biodiésel, los propietarios de los tanques deben cumplir y presentar una [Lista de verificación de compatibilidad de equipos \(CN-1285\)](#) y una [Declaración de compatibilidad \(CN-1283\)](#) indicando que los componentes del sistema de UST serán compatibles con el producto almacenado.

Los combustibles combinados con etanol se designan por la cantidad de etanol que contienen. Un combustible etiquetado como E-85 contiene 85 % de alcohol etílico y 15 % de gasolina. E-10 contiene solamente 10 % de alcohol etílico y 90 % de gasolina. Las mezclas de biodiésel se designan por la cantidad de biodiésel que contiene el combustible. Un combustible etiquetado como B-20 contiene 20 % de biodiésel y 80 % de diésel. Con todo el interés que despiertan los combustibles alternativos, es importante recordar que no todos los componentes de la mayoría de los sistemas de UST diseñados para contener y dispensar productos petrolíferos pueden ser compatibles con los combustibles alternativos.

La División se encarga del almacenamiento seguro de los productos derivados del petróleo (TCA 68-215-102), que incluye los combustibles combinados, según la definición reglamentaria de petróleo. Los sistemas de UST que almacenan combustibles combinados están sujetos a todos los requisitos de los UST. A la División le preocupa la compatibilidad de los combustibles combinados con los componentes de los sistemas de UST diseñados para almacenar porcentajes mucho más elevados de petróleo. Los componentes del sistema de UST pueden verse afectados negativamente por la interacción con los combustibles combinados.

## Opciones de surtidores

Los surtidores son un componente crítico del sistema de combustible de los UST. Los fabricantes de surtidores venden dispensadores que certifican como totalmente compatibles con los combustibles combinados. Esta es la opción que la División recomienda utilizar con combustibles combinados.

Si el propietario de un tanque desea utilizar un surtidor existente con combustibles combinados, el instalador debe certificar que todos los componentes del surtidor enumerados en la Sección 2 de la Lista de verificación de compatibilidad de equipos de etanol (CN-1285) están certificados por el fabricante o que tienen la marca UL como compatibles con el combustible combinado, para completar la lista de verificación. Si todos los componentes están marcados con "Sí", el surtidor se considera como compatible para los combustibles combinados.

Si alguno de los componentes de la lista no se puede verificar, ya sea con la marca UL o que esté certificado por el fabricante como compatible, entonces el surtidor no se considera compatible con los combustibles combinados electrónicamente. Los surtidores que no estén certificados por el fabricante o marcados UL como compatibles con el combustible combinado electrónicamente deben inspeccionarse diariamente para detectar fugas o fallas del equipo utilizando el [Formulario de Inspección diaria de surtidores \(CN-1284\)](#). Debe utilizarse un formulario por cada surtidor o MPD (surtidor multiproducto) conectado a un tanque de combustible combinado. Estos registros deben conservarse en el lugar durante un año.

Para más información sobre Combustibles alternativos, visite el sitio web de la EPA:  
<https://www.epa.gov/ust/emerging-fuels-and-underground-storage-tanks-usts#tab-1>





---

## **Propietario del tanque Guía de consulta rápida**

---

**División de tanques de almacenamiento  
subterráneo**

## Por qué es importante

---

La División de Tanques de almacenamiento subterráneo (División) en cooperación con la Asociación de tiendas de combustible y conveniencia de Tennessee desarrolló esta Guía de consulta rápida para propietarios de tanques para ayudarle a entender los requisitos mínimos para operar correctamente una instalación de tanques de almacenamiento subterráneo (UST) en Tennessee. Entre ellas se incluye lo siguiente:

- Tarifas y registro
- Capacitación para operadores
- Detección mensual de fugas en tanques
- Detección de fugas en tuberías
- Protección contra la corrosión
- Prevención de derrame y sobrellenado
- Surtidores de combustible para motor
- Inspecciones de recorrido
- Cierre de tanques y/o tuberías
- Conservación de registros
- Informes

Si cumple con la reglamentación, puede recibir el reembolso del fondo; seguir recibiendo entregas; proteger a sus clientes, trabajadores y su comunidad y evitar el pago de sanciones. Además, al monitorear mensualmente su equipo se asegura de que no se produzcan pérdidas de combustible, lo que constituye una buena práctica empresarial.



El propietario también tiene la obligación de mantener la responsabilidad financiera. Esto significa que si se produce una fuga de combustible, es responsabilidad del propietario asegurarse de que se investigue y se limpie. **Esto puede ser muy caro.**

Tennessee tiene la suerte de contar con un fondo estatal a disposición de los propietarios para ayudarles a cubrir los costos de limpieza de las fugas de combustible. Puede aplicarse un fondo de reembolso más elevado si no se presentan los registros completos de cumplimiento operativo. Para recibir el reembolso es necesario presentar una solicitud en los plazos establecidos. Por lo tanto, es importante mantener y documentar el cumplimiento operativo.

El reembolso de fondos es un tema complejo y es fundamental que comprenda el proceso de solicitud. No dude en contactarse con la División si tiene alguna pregunta, porque queremos que pueda acceder a esta prestación. Para más información, consulte el Manual del operador de tanques actual.

Este documento no sustituye a las leyes y reglamentos de Tennessee ni es una ley o reglamento en sí mismo. Para una comprensión amplia y completa de la ley y los reglamentos, por favor consulte la Ley de tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo de Tennessee T.C.A. § 68-215-101, las Reglas del Capítulo 0400-18-01 y la información adicional proporcionada en el Manual del operador de tanques y el Manual de inspección estandarizada. Puede accederse a estos documentos desde el sitio web de la División:

<https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/compliance-inspections/standardized-inspection-process.html>

Si tiene alguna pregunta sobre esta guía de consulta o sobre los requisitos reglamentarios, llame a su oficina local (consulte la última página de este documento) o envíe un correo electrónico a la División a la siguiente dirección [Tanks.UST@tn.gov](mailto:Tanks.UST@tn.gov).



## Tarifas/Registro

- Debe pagar la tarifa anual exigida, que es de \$125 por tanque/compartimento. (**Tarifas suspendidas del 01/07/21 al 30/06/26**)\*
- Cuando instale un sistema de UST, debe presentar a la División un formulario de notificación previa a la instalación (CN-1288) y pagar las tarifas 15 días antes de la instalación.
- Debe informar de cualquier cambio en su sistema de UST en un plazo de 30 días utilizando el formulario de notificación de la División (CN-1260). Estos pueden incluir:
  - Información de la instalación
  - Cambio de propietario
  - Cambio en el equipo o producto
  - Cambio de estado

<https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/notification-fees.html>

### NO ENTREGAR

Cualquier entrega que infrinja el T.C.A. 68-215-106(a)

La entrega puede resultar en una multa de hasta \$10 000.

T.C.A. 68-215-121

**Retiro no autorizado de la etiqueta es un delito menor de Clase C**

Contáctese con la División de UST al (615) 532-0945

Si no ha pagado sus \*tarifas o tiene infracciones que hayan resultado en una orden final, sus tanques pueden marcarse con etiquetas rojas. Si ocurre esto, **NO quite las etiquetas** hasta que reciba una carta de autorización de retirada por escrito del Director de la División. La eliminación previa puede resultar en una multa por delito menor de Clase C. Para más información, contáctese con su oficina local o visite:

<https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks.html>

## Capacitación para operadores

---

Debe utilizar el sitio web de Tennessee Tank Helper para crear una cuenta, completar la capacitación de operadores y designar a un operador de Clase A y B capacitado para cada instalación.

<https://tdec.tn.gov/tankhelper>

¿Necesita ayuda? Correo electrónico [BG-Help\\_Desk@tn.gov](mailto:BG-Help_Desk@tn.gov) o llame al (615) 532-0287.

Recuerde que si los operadores de sus instalaciones cambian, deberá designar nuevos operadores de Clase A y B en un plazo de 30 días.

La siguiente tabla contiene una descripción general de cada nivel de capacitación del operador. Un propietario puede cumplir los requisitos de todos los niveles.

	Operador Clase A	Operador Clase B	Operador Clase C
<b><i>¿Quién se ajusta a esta clase de operador?</i></b>	La persona que generalmente se centra en los requisitos legales y reglamentarios relacionados con el funcionamiento y mantenimiento del sistema de UST	La persona que generalmente es responsable de la implementación en el terreno de los requisitos reglamentarios aplicables a los UST y pone en práctica los aspectos cotidianos de funcionamiento, mantenimiento y registro de los UST en una o más instalaciones	La persona que suele ser la primera línea de respuesta ante los sucesos que indican condiciones de emergencia o que responden a las alarmas

## Detección de fuga en tanques

---

**El monitoreo intersticial debe utilizarse en todos los tanques instalados el o después del 24 de julio de 2007.**

Los tanques deben tener alguna forma de detección de fugas mensual, que puede ser una de estas opciones:

- Medición automática de tanques (**MAT**)
- Medición manual de tanques (**MMT**)
- Conciliación estadística de inventarios (**CEI**)
- Monitoreo intersticial (**MI**)

Los componentes del equipo de detección de fugas (electrónicos y mecánicos) deben someterse a pruebas de funcionamiento anualmente.

- Para más información, consulte el Manual del operador de tanques

<https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/ust/compliance-inspections/standardized-inspection-process.html>



## Detección de fugas en tuberías

---

**El monitoreo intersticial debe utilizarse en todas las tuberías presurizadas el o después del 24 de julio de 2007.**

- Las tuberías presurizadas deben tener dos formas de detección de fugas:
  - Periódica (fugas pequeñas)
  - Catastrófica (fugas grandes)
- Las pruebas de integridad de los sumideros son obligatorias para las tuberías presurizadas que utilizan el monitoreo intersticial cada tres años.
- Las tuberías de succión pueden requerir detección de fugas.
- Para más información, consulte el Manual del operador de tanques.

## Protección contra la corrosión

---

- Las tuberías y tanques de acero subterráneo deben protegerse de la corrosión (óxido). Esto incluye los componentes metálicos que están en contacto con agua estancada, así como el suelo.
- Los sistemas de protección catódica deben funcionar correctamente y probarse cada tres años.
- Para más información, consulte el Manual del operador de tanques.



*Sin una protección contra la corrosión correcta, puede producirse una fuga de producto.*

## Prevención de derrame y sobrellenado

- Debe instalarse un equipo de derrame y sobrellenado en todos los tanques que reciban más de 25 galones en una sola entrega. Los cubos de derrame están diseñados para contener pequeñas cantidades de combustible durante el suministro.
- Debe inspeccionar los cubos de derrame una vez al mes y registrarlo en el formulario de Inspección de recorrido mensual de la División (CN-2544).
- El equipo de derrame y sobrellenado debe someterse a pruebas de integridad y funcionalidad al menos cada tres años.

<https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/forms-guidance.html>



*Recuerde vaciar el cubo de derrame de combustible/agua/escombros y gestionar los residuos adecuadamente.*

Para más información, consulte el Manual del operador de tanques.

## Surtidores de combustible para motor

Los surtidores deben inspeccionarse trimestralmente para detectar cualquier goteo o filtración del filtro o de las tuberías situadas debajo de la unidad y llevar un registro de las inspecciones.

Estas inspecciones deben registrarse en el formulario de inspección de la División (CN-2544) utilizando el enlace que se encuentra más arriba.

Considere que otros organismos, incluido el Departamento de Agricultura, y las autoridades locales o estatales responsables de la contaminación atmosférica tienen requisitos reglamentarios para el funcionamiento de los surtidores. Si necesita ayuda, contáctese con Asistencia a empresas pequeñas llamando al (615) 532-8013 o 1-800-734-3619 o por correo electrónico [BGSEAP@tn.gov](mailto:BGSEAP@tn.gov).

<https://www.tn.gov/environment/program-areas/sbeap-small-business-environmental-assistance.html>



*Recuerde vaciar el sumidero del surtidor de combustible/agua/escombros y gestionar los residuos adecuadamente.*

## Inspecciones de recorrido

---

Deben realizarse inspecciones de recorrido mensuales y anuales:

- Mensual
  - Equipo de prevención de derrame
  - Equipo de detección de fuga
- Anual
  - Sumideros de contención
  - Equipo de detección de fuga portátil



Las inspecciones de recorrido deben documentarse y registrarse en el formulario de Inspección recorrido de la División (CN-2544). Para más información, consulte el Manual del operador de tanques.

<https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/ust/ust-formsguidance.html>

## Cierre de tanques y/o tuberías

---

Si planea cerrar sus tanques y/o tuberías, complete una *Solicitud de cierre permanente de tanques de almacenamiento subterráneo* (CN-0928) y preséntela a la oficina de campo correspondiente para su evaluación y aprobación. Una vez aprobada la solicitud, dispone de un año para completar el cierre de conformidad con los requisitos de la División. Una vez finalizado el cierre, deberá presentar un *Informe de cierre permanente* (CN-0927) que incluya el formulario de Notificación de la División (CN-1260). Para más información, acceda a este enlace:

<https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/closure.html>

## Conservación de registros

---

Debe conservar los siguientes registros:

- |  |  |
|--|--|
| - Protección contra la corrosión                           | - Prueba de derrame y sobrellenado     |
| - Registro de cierre, si procede                           | - Registro de inspección del surtidor  |
| - Registros de compatibilidad                              | - Registros de instalación, si procede |
| - Designación de operador de Clase A/B                     | - Reparación/sustitución, si procede   |
| - Detección de fugas, incluida la prueba de funcionamiento | - Registros de inspección de recorrido |

Consulte el Manual del operador de tanques para conocer los requisitos específicos. La División elaboró formularios de registro rellenables que están disponibles en el sitio web de la División:

<https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/ust/ust-formsguidance.html>

## Informes

---

Debe informar de cualquier cambio en su sistema de UST, información de la instalación o información del propietario/operador a la División en un plazo de 30 días a partir del cambio. Debe informar a la división de la sospecha o confirmación de fuga en un plazo de 72 horas a partir de su detección. Para obtener información detallada sobre una sospecha/confirmación de fuga, consulte el Manual del operador de tanques.

## Compatibilidad de combustible

---

Los sistemas de UST utilizados para almacenar sustancias reguladas combinadas con más de un 10 % de etanol o más de un 20 % de biodiésel deben cumplir los requisitos de compatibilidad de combustibles.

La lista de verificación y los formularios necesarios se encuentran en este sitio web:

<https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/ust/complianceinspections/alternative-fuels.html>

## Tank School

---

La División ofrece capacitación gratuita especialmente beneficiosa para los nuevos propietarios de tanques. Las inspecciones de la División imparten la capacitación y explican lo que hay que hacer para prepararse para una inspección de cumplimiento y para que su instalación siga cumpliendo la normativa. Las inspecciones de las instalaciones se realizan al menos cada tres años y las nuevas instalaciones pueden inspeccionarse durante el primer año de funcionamiento.

Los horarios de las clases y la información para inscribirse están disponibles en este sitio web:

<https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/ust/operator-training/tank-school.html>

## Resumen

---

La propiedad de los sistemas de UST implica algo más que poner combustible en el tanque o tanques y vender combustible. Requiere saber manejar y mantener el equipo y llevar buenos registros. El incumplimiento podría tener importantes repercusiones financieras por la pérdida de productos, las costosas limpiezas medioambientales e incluso la pérdida del fondo y/o multas.

## ¿Preguntas?

Llame o envíe un correo electrónico a su oficina de campo medioambiental local.



# Oficina de Campo Medioambiental

<https://www.tn.gov/environment/contacts/about-field-offices>

¿Tiene alguna pregunta acerca del medioambiente en Tennessee?  
Llame al 1-888-891-TDEC (8332)  
[ask.tdec@tn.gov](mailto:ask.tdec@tn.gov)

## Nashville

711 R.S. Gass Boulevard  
Nashville, Tennessee 37243  
Teléfono: (615) 761-7590

[Rhonda Key](#)

Director de la Oficina de Campo

## Cookeville

1221 South Willow Avenue  
Cookeville, Tennessee 38506  
Teléfono: (931) 337-4172

[Frank Pointer](#)

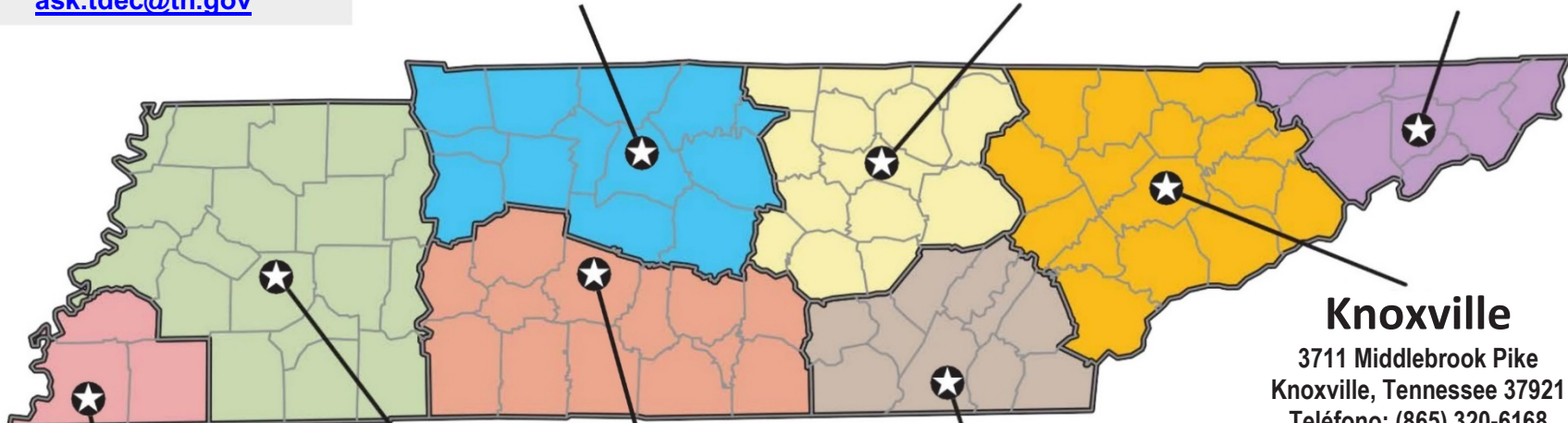
Director de la Oficina de Campo

## Johnson City

2305 Silverdale Road  
Johnson City, Tennessee 37601  
Teléfono: (423) 438-9100

[Kevin Rice](#)

Director de la Oficina de Campo



## Knoxville

3711 Middlebrook Pike  
Knoxville, Tennessee 37921  
Teléfono: (865) 320-6168

[Holly Marlowe](#)

Director de la Oficina de Campo

## Jackson

1625 Hollywood Drive  
Jackson, Tennessee 38305  
Teléfono: (901) 232-5968

[Roshanda Forsythe](#)

Director de la Oficina de Campo

## Chattanooga

1301 Riverfront Parkway, Suite #206  
Chattanooga, Tennessee 37402  
Teléfono: (423) 326-7935

[Frank Pointer](#)

Director de la Oficina de Campo

## Memphis

8383 Wolf Lake Drive  
Bartlett, Tennessee 38133  
Teléfono: (901) 232-5968

[Roshanda Forsythe](#)

Director de la Oficina de Campo

## Columbia

1421 Hampshire Pike  
Columbia, Tennessee 38401  
Teléfono: (931) 306-8712

[Dale Robinson](#)

Director de la Oficina de Campo



Department of  
**Environment &  
Conservation**

Stan Boyd, Director  
División de tanques de almacenamiento  
subterráneo

(615) 532-0945

[Stan.Boyd@tn.gov](mailto:Stan.Boyd@tn.gov)



# **Operador del tanque**

## **Guía de consulta**

12 de abril de 2022

**División de tanques de almacenamiento subterráneo**

# Índice

<b>Capítulo 1</b>	Introducción .....	6
	Formularios rellenable.....	7
	Notificación.....	7
	Cumplimiento operativo.....	7
<b>Capítulo 2</b>	Tarifas y registro, etiquetas rojas y responsabilidad financiera .....	9
<b>Capítulo 3</b>	Capacitación de operadores y Tennessee Tank Helper .....	9
	Resumen de la clase de operador .....	9
	Tennessee Tank Helper <a href="https://tdec.tn.gov/tankhelper">https://tdec.tn.gov/tankhelper</a> .....	11
	Crear una cuenta nueva .....	11
	Inicio de sesión en cuenta existente .....	19
	Tablero de capacitación.....	20
	Operadores: añadir la cuenta del propietario .....	23
	Propietarios: designación de operadores para su instalación .....	26
	Operadores: aceptación de la designación del propietario.....	29
<b>Capítulo 4</b>	Detección de fuga en tanques y tuberías.....	31
	Detección de fuga en tanques .....	31
	Medición automática de tanques (MAT).....	32
	Conciliación estadística de inventarios (CEI).....	33
	Monitoreo intersticial utilizando contención secundaria .....	35
	Medición manual de tanques (MMT).....	37
	Detección de fugas en tuberías .....	38
<b>Capítulo 5</b>	Protección contra la corrosión .....	41
	Requisitos: .....	42
	Conservación de registros:.....	42
<b>Capítulo 6</b>	Equipo de prevención de derrame .....	43
	Requisitos: .....	43
	Reparaciones y sustituciones.....	43
	Conservación de registros:.....	44
<b>Capítulo 7</b>	Equipo de prevención de sobrellenado .....	45
	Requisitos y conservación de registros: .....	46
<b>Capítulo 8</b>	Surtidores de combustible para motor .....	47
<b>Capítulo 9</b>	Inspecciones de recorrido de mantenimiento y funcionamiento .....	48
	Requisitos: .....	48
	Conservación de registros:.....	48
<b>Capítulo 10</b>	Temporalmente fuera de servicio .....	49
	Requisitos de TOS:.....	49

Para volver los tanques de TOS a CIU:.....	49
<b>Capítulo 11</b> Cierre de sistemas de UST.....	50
<b>Capítulo 12</b> Reparaciones y sustituciones.....	51
REPARACIONES: .....	51
REEMPLAZO:.....	51
PRUEBAS, CONSERVACIÓN DE REGISTROS E INFORMES .....	51
<b>Capítulo 13</b> Combustibles combinados.....	52
Opciones de surtidores.....	52
<b>Capítulo 14</b> Otros programas regulatorios relacionados .....	53

# Capítulo 1 Introducción

Esta *Guía de consulta para operadores de tanques* está diseñada para un operador de tanque de almacenamiento subterráneo (UST) y proporciona los requisitos mínimos sobre cómo operar correctamente y mantener el cumplimiento de las regulaciones de los sistemas de UST de Tennessee. Tanto los propietarios como los operadores son responsables en virtud de la Ley de Tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo (Ley de UST) T.C.A. de Tennessee § 68-215-101 y sig. Esta guía proporciona información sobre:

- Formularios y notificación
- Tarifas y registro
- Etiquetas rojas
- Responsabilidad financiera
- Capacitación para operadores
- Detección de fugas
- Protección contra la corrosión
- Prevención de derrame y sobrellenado
- Surtidores de combustible para motor
- Temporalmente fuera de servicio (TOS)
- Cierre de sistemas de UST
- Reparaciones y sustituciones

Esta guía también destaca las mejores prácticas de gestión y las acciones voluntarias que puede emprender para mejorar la protección del medioambiente y reducir las responsabilidades financieras.

## **Por qué es importante**

- Usted ayuda a proteger la salud pública y el medioambiente. Las fugas de los UST, derrames, sobrellenados, fugas de tanques y tuberías pueden contaminar el suelo y las aguas subterráneas. Su comunidad local puede depender de las aguas subterráneas como fuente de agua potable. Además, las fugas de los UST pueden provocar incendios o explosiones que amenazan la seguridad pública.
- Prevenir las fugas protege la inversión de su empresa. Es importante mantener el cumplimiento y detectar y notificar rápidamente las fugas. Los costos de limpieza de una fuga, además de las posibles sanciones, pueden ser elevados y provocar la inactividad de la empresa. Además, el valor de su propiedad puede verse afectado negativamente por una fuga de petróleo. Si responde con rapidez y contiene la fuga, podrá reducir los costos de limpieza y los daños medioambientales.

Este documento no sustituye a las leyes y reglamentos de Tennessee ni es una ley o reglamento en sí mismo. Para una comprensión integral y completa de la ley y los reglamentos, por favor consulte la Ley de UST y las Reglas de Tanques de almacenamiento subterráneo, Capítulo 0400-18-01. Puede consultar las Reglas en el sitio web del Secretario de Estado de Tennessee: <https://publications.tnsosfiles.com/rules/0400/0400-18/0400-18.htm>.

## Formularios rellenable

La División de Tanques de almacenamiento subterráneo (División) tiene los siguientes formularios rellenable disponibles en nuestro sitio web: <https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/forms-guidance.html>:

### Notificación

<b>DESCRIPCIÓN DEL FORMULARIO</b>	<b>NÚMERO</b>
<b>Notificación de compradores</b>	CN-1392
<b>Cambio de la dirección postal del propietario</b>	CN-1383
<b>Notificación para tanques de almacenamiento subterráneo</b>	CN-1260
<b>Notificación de indicios de propiedad</b>	CN-1186
<b>Formulario de notificación previa a la instalación</b>	CN-1288
<b>Vendedor informando cambio de propiedad</b>	CN-0911

### Cumplimiento operativo

<b>DESCRIPCIÓN DEL FORMULARIO</b>	<b>NÚMERO</b>
<b>Informe anual de la prueba de funcionamiento del medidor automático de tanques</b>	CN-2624
<b>Informe anual del monitoreo intersticial electrónico</b>	CN-1339
<b>Informe de prueba hidrostática de integridad del sumidero de contención</b>	CN-2664
<b>Registro diario de inspección visual de los componentes incompatibles del surtidor</b>	CN-1284
<b>Lista de verificación de compatibilidad de equipos</b>	CN-1285
<b>Encuesta de prueba de protección catódica galvánica</b>	CN-1140
<b>Formulario de lectura del rectificador de protección catódica de corriente impresa</b>	CN-1282
<b>Encuesta de prueba de protección catódica de corriente impresa</b>	CN-1309
<b>Formulario de prueba de sumidero hidrostático de bajo nivel</b>	CN-2644
<b>Informe mensual de medición manual de tanques</b>	CN-1367
<b>Formulario de Inspección de recorrido de la instalación mensual/anual</b>	CN-2544
<b>Informe mensual de monitoreo intersticial electrónico</b>	CN-1340
<b>Registro mensual de inspección del cubo de derrame</b>	CN-1286
<b>Prueba de funcionamiento de prevención de sobrellenado</b>	CN-2584
<b>Prueba de precisión de la estanqueidad de la línea y detector de fugas</b>	CN-1341
<b>Registro de inspección trimestral del surtidor</b>	CN-1287
<b>Informe de la prueba hidrostática del dispositivo de prevención de derrames</b>	CN-1366
<b>Declaración de compatibilidad</b>	CN-1283
<b>Informe de prueba de estanqueidad del tanque</b>	CN-1601

Utilice el mapa de la página siguiente para contactarse con la oficina más cercana a su instalación.



# Oficina de Campo Medioambiental

<https://www.tn.gov/environment/contacts/about-field-offices>

¿Tiene alguna pregunta acerca del medioambiente en Tennessee?  
Llame al 1-888-891-TDEC (8332)  
[ask.tdec@tn.gov](mailto:ask.tdec@tn.gov)

## Nashville

711 R.S. Gass Boulevard  
Nashville, Tennessee 37216  
Teléfono: (615) 761-7590

[Rhonda Key](#)

Director de la Oficina de Campo

## Cookeville

1221 South Willow Avenue  
Cookeville, Tennessee 38506  
Teléfono: (931) 337-4172

[Frank Pointer](#)

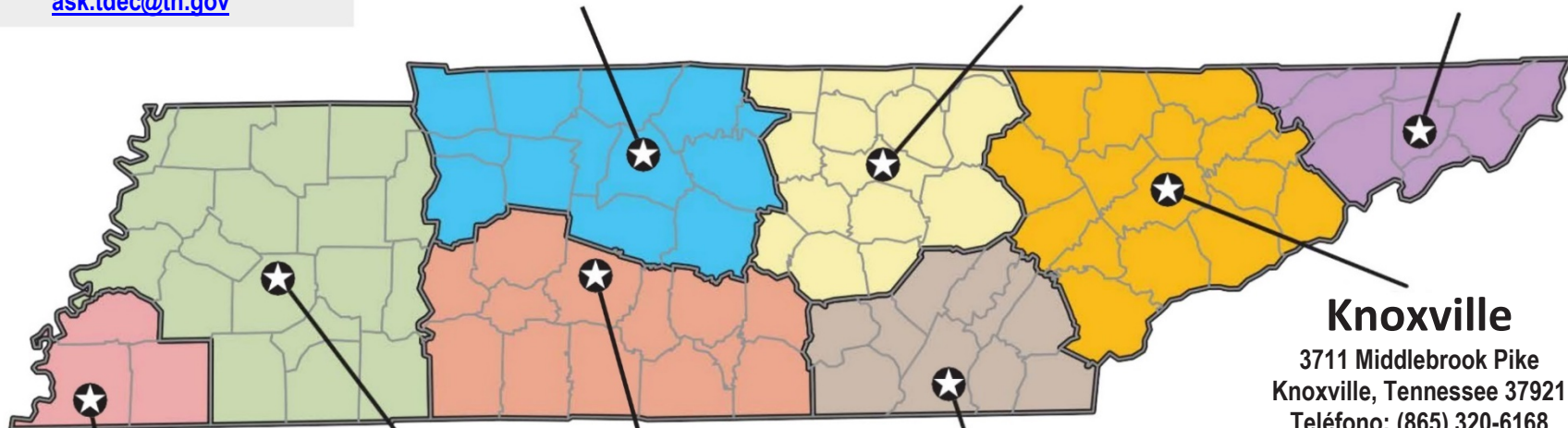
Director de la Oficina de Campo

## Johnson City

2305 Silverdale Road  
Johnson City, Tennessee 37601  
Teléfono: (423) 438-9100

[Kevin Rice](#)

Director de la Oficina de Campo



## Jackson

1625 Hollywood Drive  
Jackson, Tennessee 38305  
Teléfono: (731) 431-2924

[Ronda Johnson](#)

Director de la Oficina de Campo

## Chattanooga

1301 Riverfront Parkway, Suite #206  
Chattanooga, Tennessee 37402  
Teléfono: (931) 337-4172

[Frank Pointer](#)

Director de la Oficina de Campo

## Knoxville

3711 Middlebrook Pike  
Knoxville, Tennessee 37921  
Teléfono: (865) 320-6168

[Holly Marlowe](#)

Director de la Oficina de Campo

## Memphis

8383 Wolf Lake Drive  
Bartlett, Tennessee 38133  
Teléfono: (901) 232-5968

[Roshanda Forsythe](#)

Director de la Oficina de Campo

## Columbia

1421 Hampshire Pike  
Columbia, Tennessee 38401  
Teléfono: (931) 306-8712

[Dale Robinson](#)

Director de la Oficina de Campo



Department of  
**Environment &  
Conservation**

Stan Boyd, Director  
División de tanques de almacenamiento  
subterráneo

(615) 532-0945

[Stan.Boyd@tn.gov](mailto:Stan.Boyd@tn.gov)

## Capítulo 2 Tarifas y registro, etiquetas rojas y responsabilidad financiera

El registro identifica al propietario del tanque, el equipo instalado, la dirección física de la ubicación, el número de tanques, el contenido, el tamaño, el material de construcción, etc. Notifique a la División al menos **15 días** antes de la instalación de tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo y/o sistemas de UST mediante la presentación de la *Notificación previa a la instalación de tanques de almacenamiento subterráneo* (CN-1288) que se puede encontrar en: <https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/notification-fees.html>.

Los tanques que contengan combustibles combinados superiores al 10 % de etanol o al 20 % de biodiésel deberán completar y enviar una *Lista de verificación de compatibilidad de equipos* (CN-1285) y una *Declaración de compatibilidad* (CN-1283). Si se instala un nuevo sistema de UST, los formularios deben incluirse con el formulario CN-1288.

Además del formulario previo a la instalación, debe presentar una *Notificación de tanques de almacenamiento subterráneo*, formulario CN-1260, en un plazo de **15 días** después de la instalación del nuevo sistema de UST.

Todos los propietarios de tanques/instalaciones deben tener el nombre comercial registrado en la Secretaría del Estado de Tennessee.

También debe notificar a la División cada vez que se realicen cambios en cualquiera de sus UST. Los siguientes cambios deben notificarse a la División en un plazo de **30 días** a partir del cambio:

- Propiedad: dirección del propietario y del operador, mejora o sustitución de tanques o tuberías, cierre temporal o permanente del tanque o compartimento del tanque, método de detección de fugas, producto almacenado e información de contacto
- Cambio de servicio o cambio de un producto almacenado de regulado a no regulado
- Los cambios de los operadores de Clase A o Clase B deben notificarse en la base de datos de capacitación en línea de la División, que se encuentra en: <https://tdec.tn.gov/tankhelper>

Puede descargar un formulario de notificación en nuestro sitio web:

- <https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/notification-fees.html>  
o
- Puede solicitar un formulario de notificación contactándose con el personal de cualquier oficina de campo medioambiental (consulte el mapa anterior) o enviando un correo electrónico a [UST.Tanks@tn.gov](mailto:UST.Tanks@tn.gov).



El 1 de julio de 2004, la Ley de Tanques de almacenamiento subterráneo de petróleo de Tennessee (Ley de UST) comenzó a autorizar la colocación de un aviso o etiqueta en un surtidor y/o puerto de llenado para cualquier tanque que no disponga de un certificado vigente. A continuación, la Ley Federal de Política Energética de 2005 exigió a los estados que recibieran financiación federal que contaran con un programa de prohibición de entregas. En consecuencia, la División desarrolló e implementó un proceso para cumplir las leyes.

El 1 de julio de 2008, las nuevas enmiendas a la Ley de UST simplificaron la posibilidad de introducir combustible en un UST al eliminar el certificado anual. En consecuencia, a partir del 1 de julio de 2008 entraron en vigencia los siguientes cambios:

- La División ya no emite un certificado para cada instalación;
- La División emite un recibo por las tarifas anuales del tanque que no está vinculado a la capacidad de recibir combustible; y
- La División tiene autoridad para colocar una etiqueta roja en cada puerto de llenado de todos los UST de una instalación, prohibiendo las entregas de combustible para:
  - Falta de pago de las tarifas anuales del tanque y de las sanciones por demora asociadas; y **las tarifas se suspenden del 01/07/2021 al 30/06/2026\***.
  - Infracciones que resultan en una orden final y sanciones civiles

Los lugares bajo prohibición de entrega se publican en el sitio web de la División. La lista de prohibiciones vigente se actualiza periódicamente para que los distribuidores puedan consultarla. El proceso de la etiqueta roja se aplica a todos los tanques de una instalación y las etiquetas rojas no pueden eliminarse hasta que reciban una autorización por escrito para su eliminación por parte del Director de la División. Como se indica en la etiqueta roja, la eliminación no autorizada de una etiqueta roja es un delito menor de Clase C de conformidad con el T.C.A. § 68-215-106(d).

NO ENTREGAR

Cualquier entrega que infrinja el T.C.A. 68-215-106(a)

La entrega puede resultar en una multa de hasta \$10 000.

T.C.A. 68-215-121

**Retiro no autorizado de la etiqueta es un delito menor de Clase C**

Contáctese con la División de UST al (615) 532-0945

*Ejemplo de etiqueta roja*

Los propietarios/operadores de UST está obligados a mantener la responsabilidad financiera por una fuga de un sistema de UST. Responsabilidad financiera significa que debe:

- 1) Pagar el costo de la limpieza de la contaminación, y/o
- 2) Indemnizar a terceros por los daños materiales y/o corporales.

Tennessee tiene la suerte de contar con un fondo estatal a disposición de los propietarios para ayudarles a cubrir los costos de limpieza de las fugas de combustible. En el sitio web de la División puede obtener una *Solicitud de elegibilidad al fondo* (CN-0943): <https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/forms-guidance.html>. La solicitud debe completarse y enviarse en los plazos establecidos para recibir el reembolso. Se realizará una inspección de cumplimiento operativo para determinar su estado de cumplimiento en el momento en que se sospeche o se confirme una fuga de petróleo. La cantidad deducible que pagará para limpiar su lugar puede ser mayor si su instalación no cumple las reglas o no se presentan todos los registros de cumplimiento operativo requeridos; por lo tanto, es importante mantener y documentar el cumplimiento operativo. Además, la cantidad de la franquicia puede reducirse si el equipo del sistema de UST cumple determinados criterios.

## Capítulo 3 Capacitación de operadores y Tennessee Tank Helper

### Resumen de la clase de operador

La Ley Federal de Política Energética de 2005 exige que todas las instalaciones cuenten con operadores de Clase A, Clase B y Clase C designados y capacitados.

	<b>Operador Clase A</b>	<b>Operador Clase B</b>	<b>Operador Clase C</b>
<b>¿Quién se ajusta a esta clase de operador?</b>	La persona que generalmente se centra en los requisitos legales y reglamentarios relacionados con el funcionamiento y mantenimiento del sistema de UST	La persona que generalmente es responsable de la implementación en el terreno de los requisitos reglamentarios aplicables a los UST y pone en práctica los aspectos cotidianos de funcionamiento, mantenimiento y registro de los UST en una más instalaciones	La persona que suele ser la primera línea de respuesta ante los sucesos que indican condiciones de emergencia o que responden a las alarmas

El propietario del tanque es responsable de designar a un operador de Clase A y Clase B en cada instalación. El propietario también puede optar por completar la capacitación de operador como operador de Clase A y/o Clase B.

Para cumplir los requisitos de operador de Clase C, debe colocarse una señal o un manual de instrucciones (no se requiere para las instalaciones no atendidas) donde pueda verse durante el curso normal del trabajo. Como mínimo, el cartel o manual debe incluir lo siguiente:

1. La función de empleado en la respuesta a derrames y sobrellenado,
2. Procedimientos de manejo de advertencias, alarmas y respuesta de la consola de detección de fugas (si corresponde),
3. Nombre y número de la persona de contacto para emergencias y monitoreo de las alarmas de los equipos,
4. Números de emergencia locales, y
5. Una instrucción para mantener una distancia de seguridad con respecto a cualquier peligro potencial.

Si su instalación no cuenta con personal, el operador de Clase B designado, que también ha recibido la capacitación como operador de Clase C designado, cubrirá este requisito.

Las opciones disponibles para cumplir los requisitos de capacitación de operadores son:

✓ **Tennessee Tank Helper**

La División ofrece un programa gratuito de capacitación en línea para cumplir todos los requisitos de las clases para operadores. El propietario de un sistema de UST puede completar la capacitación del operador basándose en la información de notificación existente para la instalación. El propietario debe actualizar la información incorrecta completando una Notificación de tanques de almacenamiento subterráneo modificada (CN-1260). Los operadores de sistemas de UST deben completar todos los módulos de capacitación. Puede imprimirse un certificado cuando se hayan completado con éxito los módulos de capacitación.

✓ **Examen nacional de operador del sistema de UST**

Puede utilizarse un examen de operador de Clase A y/o Clase B administrado por el Consejo de Códigos Internacional (ICC) para cumplir con la capacitación del operador de Clase A y/o B. Cada examen tiene un costo simbólico y, si el solicitante lo completa con éxito, recibe un certificado vigente para dos años.

✓ **Tank School**

La División ofrece una clase de capacitación de un día de duración, impartida por el personal de la División, para propietarios/operadores o cualquier parte interesada a la que se enseñe que cubre todos los aspectos del cumplimiento operativo de los UST. Todo aquel que obtenga una puntuación igual o superior al 70 % en el examen final de la clase recibirá un certificado de capacitación de operador A/B. Todos los demás recibirán un certificado de finalización.

El propietario debe utilizar el Tennessee Tank Helper (sitio web en <https://tdec.tn.gov/tankhelper>) para crear una cuenta y designar un operador de Clase A y otro de Clase B en cada instalación. **Si cambian los operadores de Clase A y/o Clase B, deberá designarse un nuevo operador u operadores en un plazo de 30 días.** Si necesita ayuda, contáctese con el servicio de asistencia del TDEC [BG-Help\\_desk@tn.gov](mailto:BG-Help_desk@tn.gov) o llame al (615) 532-0287 y solicite asistencia para capacitación de operadores. Lo que hay que considerar es que si se detectan infracciones significativas durante una inspección, se exigirá que el operador vuelva a realizar una recapacitación.

La siguiente sección de este manual del operador muestra en línea el proceso paso a paso del Ayudante de tanque de Tennessee para:

- 1) Crear una nueva cuenta
- 2) Inicio de sesión a la cuenta
- 3) Tablero de capacitación
- 4) Operador agrega una cuenta de propietario
- 5) Propietario designa a los operadores en sus instalaciones, y
- 6) Operadores aceptan la designación del propietario.

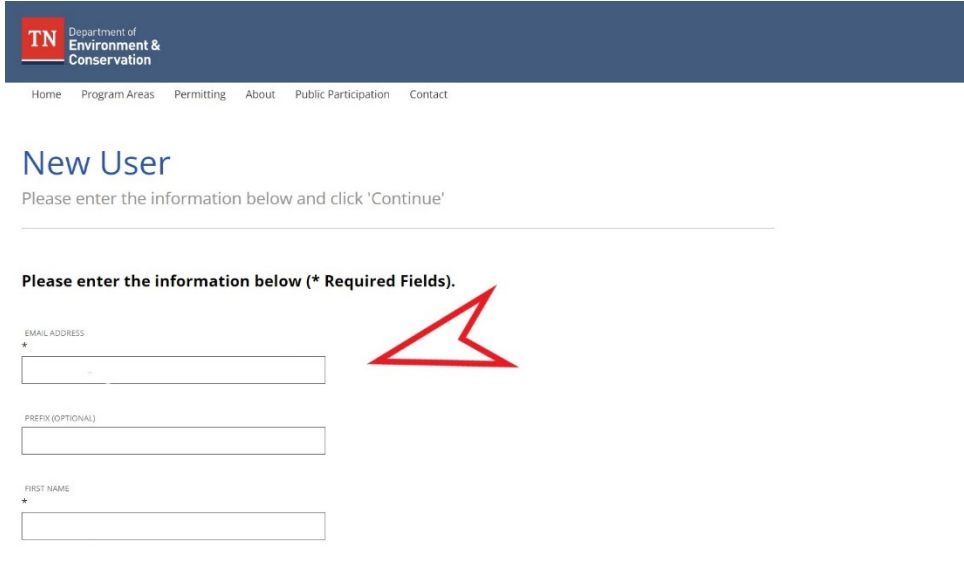
Tennessee Tank Helper

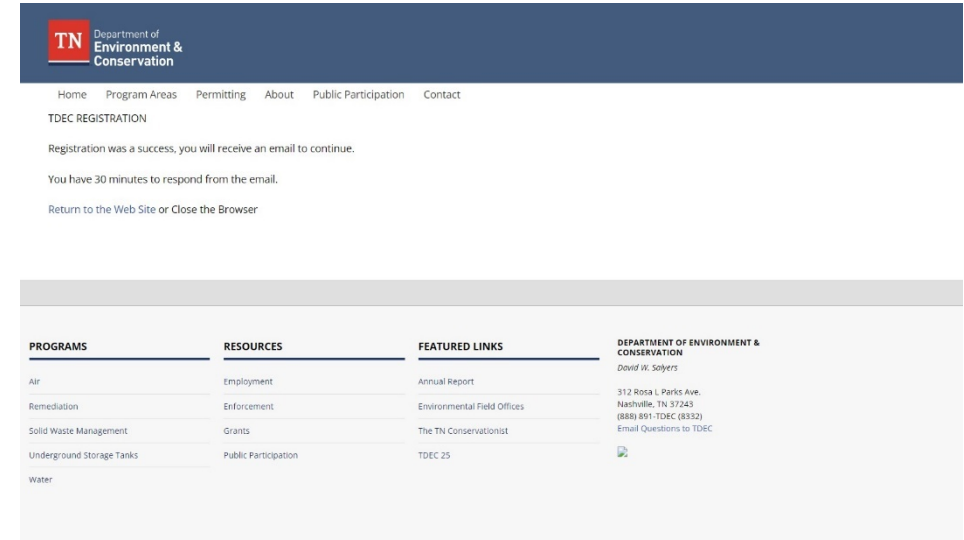
<https://tdec.tn.gov/tankhelper>

Crear una cuenta nueva

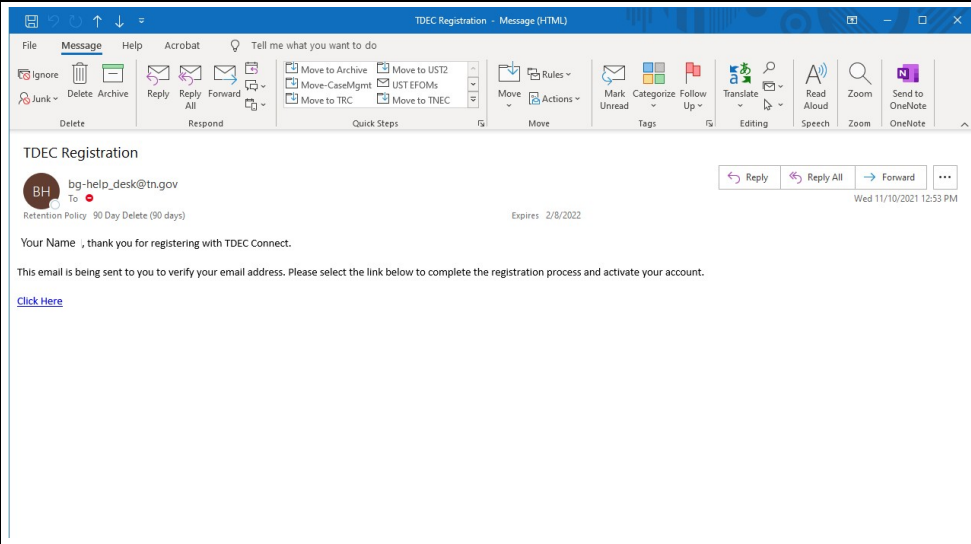
<p><b>CREAR UNA CUENTA NUEVA</b></p>	<p>Para crear una cuenta nueva, haga clic en <b>Registrarse</b>.</p>
--------------------------------------	--

<p><b>REGISTRO</b></p>	<p>Introduzca la dirección de correo electrónico dos veces y seleccione el botón <b>CONTINUAR</b>.</p>
------------------------	--

REGISTRO (continuación)	
 <p><b>REGISTRO (continuación)</b></p> <p>Complete la información de nuevo usuario para crear una cuenta.</p> <p>Anote los datos de acceso y la contraseña para su uso posterior.</p> <p>Para recibir una notificación por SMS, introduzca el número de teléfono móvil junto con los datos del operador.</p> <p>Haga clic en <b>CONTINUAR.</b></p>	

REGISTRO EXITOSO	
 <p><b>REGISTRO EXITOSO</b></p> <p>Se enviará un <b>correo electrónico</b> con un enlace que deberá utilizar antes de 30 minutos.</p> <p>Abra el correo electrónico y haga clic en el enlace para continuar.</p>	

### VALIDACIÓN DEL CORREO ELECTRÓNICO

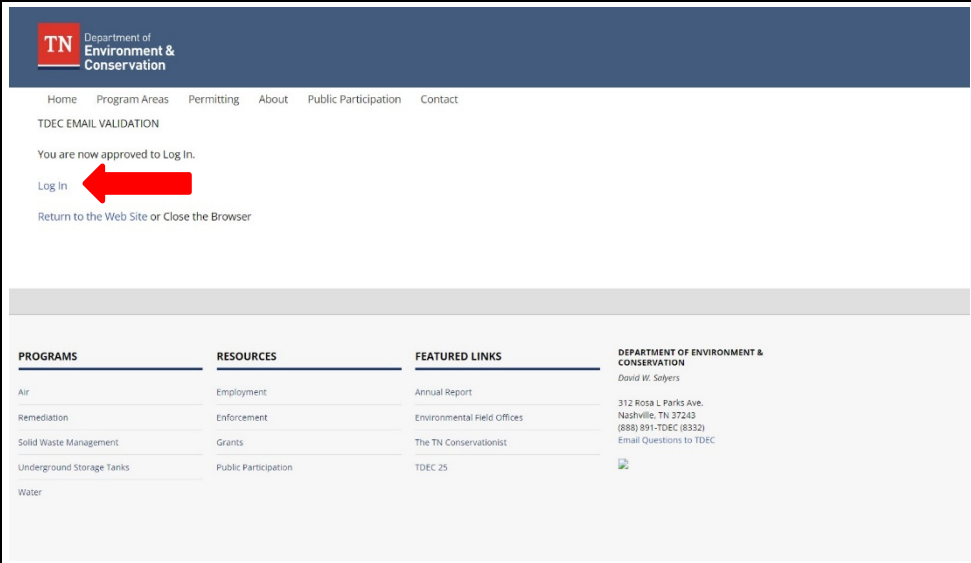


Este es el correo electrónico con el enlace de [bg-help\\_desk@tn.gov](mailto:bg-help_desk@tn.gov).

Haga clic en **Haga clic aquí.**

Haga clic en el **enlace** para verificar su correo electrónico.

### VALIDACIÓN DEL CORREO ELECTRÓNICO (continuación)



El enlace de correo electrónico lleva a la pantalla de validación de correo electrónico.

Haga clic en **Inicio de sesión.**

**APLICACIÓN DE INICIO DE SESIÓN**

Inicie sesión utilizando la dirección de correo electrónico y la contraseña (la contraseña introducida al completar el perfil del usuario).  
Haga clic en **Inicio de sesión.**

**APLICACIÓN DE INICIO DE SESIÓN (continuación)**

Elija la opción de teléfono o correo electrónico para recibir un código de seguridad de seis dígitos.  
Si anteriormente se ha introducido un número de teléfono y un operador, se enviará un código de seis dígitos por SMS.  
De lo contrario, el código de seis dígitos se enviará por correo electrónico.  
Haga clic en **CONTINUAR.**

### APLICACIÓN DE INICIO DE SESIÓN (continuación)

**TN** Department of Environment & Conservation

Home Program Areas Permitting About Public Participation Contact

A code has been sent to your phone. Please respond within 30 minutes.

Enter the code here:

[Continue](#)

**PROGRAMS**

- Air
- Remediation
- Solid Waste Management
- Underground Storage Tanks
- Water

**RESOURCES**

- Employment
- Enforcement
- Grants
- Public Participation

**FEATURED LINKS**

- Annual Report
- Environmental Field Offices
- The TN Conservatorist
- TDEC 25

**DEPARTMENT OF ENVIRONMENT & CONSERVATION**

David W. Soljers  
312 Rosa L Parks Ave.  
Nashville, TN 37243  
(888) 891-TDEC (8332)  
[Email Questions to TDEC](#)

Introduzca el código de seis dígitos recibido por SMS o correo electrónico.

Haga clic en **CONTINUAR.**

### APLICACIÓN DE INICIO DE SESIÓN EXITOSO

**TN** Tennessee Tank Helper  
Underground Storage Tank Operator Training

Profile: mark.browell@tn.gov (Settings) Log Out

Operator Training

**TENNESSEE UST OPERATOR TRAINING**

Owners of facilities which have underground storage tanks are now required to have operators oversee and maintain the tanks. Operators will be required to take training for underground storage tanks. The application will allow owners to designate operators and allow operators to take online training. There are three categories of operators: A, B, and C. Owners will be required to state the designated operators for all of the owner's facilities. The designated operators using the application for training will be required to take the modules which are required for the facility that they are designated for.

Login

You are already logged in

[Go to Dashboard](#)

**Class Operators - Some Things You Should Know**

- The online UST Operator Training is in English only
- A module must be completed in its entirety before you can be scored on that module. Otherwise, answers to questions will not be saved.
- Class Operators must create a profile in the UST Operator Training system.
- Find out what type of Class Operator you are.
- If you do not have tanks in Tennessee and are taking training for another state you will need to sign in as an operator, even if you are an owner.

**Facility Owners - Some Things You Should Know**

- Class Operator designations must come from a search of available operators, unless as an Owner you will be the Designated Operator. If your search does not return the name of the operator you were searching for, you may either exit the system or conduct another search. Failed results indicate that the operator has not entered his profile into the system.
- If you are an owner and also want to designate yourself as a Class Operator, only one log in account is necessary. To log in as either an Owner or a designated owner/operator use the Facility Owners log in area above.
- List of Tennessee Division of Underground Storage Tanks Field Offices.

Haga clic en el botón **IR AL TABLERO** para completar el perfil del usuario.



**PERFIL DEL USUARIO: PASO 1**

Se debe completar el perfil del usuario para configurar la cuenta.

(Los campos Nombre de la empresa y Teléfono 2 no son obligatorios).

Complete el Paso 1

Haga clic en **CONTINUAR.**

**PERFIL DEL USUARIO: PASO 2**

Complete el Paso 2

Haga clic en **CONTINUAR.**

**PERFIL DEL USUARIO: PASO 3**

Complete el Paso 3

Seleccione la función de Propietario o de Operador.

El ID del propietario (**no el ID de la instalación**) se introduce para la función del propietario o del representante autorizado del propietario.

Haga clic en **CONTINUAR.**

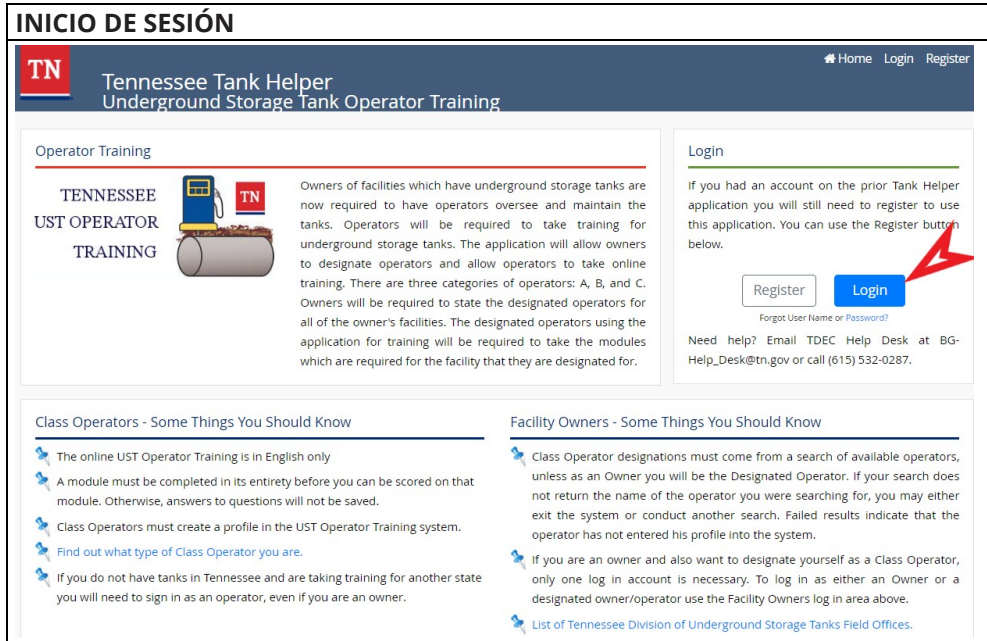
**PERFIL DEL USUARIO: PASO 4**

Complete el Paso 4

Haga clic en **ENVIAR.**

CONFIGURACIÓN DEL PERFIL DEL USUARIO E INICIO DE SESIÓN EXITOSO	
	<p>Este es el <b>TABLERO</b> para la capacitación de los operadores Y las designaciones de los operadores.</p>

Inicio de sesión en cuenta existente

<p><b>INICIO DE SESIÓN</b></p>  <p><b>Tennessee Tank Helper</b> Underground Storage Tank Operator Training</p> <p>Operator Training</p> <p><b>TENNESSEE UST OPERATOR TRAINING</b></p> <p>Owners of facilities which have underground storage tanks are now required to have operators oversee and maintain the tanks. Operators will be required to take training for underground storage tanks. The application will allow owners to designate operators and allow operators to take online training. There are three categories of operators: A, B, and C. Owners will be required to state the designated operators for all of the owner's facilities. The designated operators using the application for training will be required to take the modules which are required for the facility that they are designated for.</p> <p><b>Login</b></p> <p>If you had an account on the prior Tank Helper application you will still need to register to use this application. You can use the Register button below.</p> <p>Register Login</p> <p>Forgot User Name or Password?</p> <p>Need help? Email TDEC Help Desk at BG-Help_Desk@tn.gov or call (615) 532-0287.</p> <p><b>Class Operators - Some Things You Should Know</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>The online UST Operator Training is in English only</li> <li>A module must be completed in its entirety before you can be scored on that module. Otherwise, answers to questions will not be saved.</li> <li>Class Operators must create a profile in the UST Operator Training system.</li> <li>Find out what type of Class Operator you are.</li> <li>If you do not have tanks in Tennessee and are taking training for another state you will need to sign in as an operator, even if you are an owner.</li> </ul> <p><b>Facility Owners - Some Things You Should Know</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Class Operator designations must come from a search of available operators, unless as an Owner you will be the Designated Operator. If your search does not return the name of the operator you were searching for, you may either exit the system or conduct another search. Failed results indicate that the operator has not entered his profile into the system.</li> <li>If you are an owner and also want to designate yourself as a Class Operator, only one log in account is necessary. To log in as either an Owner or a designated owner/operator use the Facility Owners log in area above.</li> <li>List of Tennessee Division of Underground Storage Tanks Field Offices.</li> </ul>	<p>Para acceder a su cuenta de Tank Helper, vaya al sitio web <a href="https://tdec.tn.gov/tankhelper">https://tdec.tn.gov/tankhelper</a> e inicie sesión con su correo electrónico y contraseña.</p>
---	---

<p><b>INICIO DE SESIÓN EN CUENTA EXISTENTE</b></p>  <p><b>TN Department of Environment &amp; Conservation</b></p> <p>Home Program Areas Permitting About Public Participation Contact</p> <p>Please select a method below to receive your 6 digit code needed to finalize your log in.</p> <p><input checked="" type="radio"/> Phone</p> <p><input type="radio"/> Email</p> <p>Continue</p>	<p>Para iniciar sesión, debe introducir un código de seis dígitos cada vez.</p> <p>El código se envía por SMS o correo electrónico.</p>
---	---

Tablero de capacitación

TABLERO DE CAPACITACIÓN																					
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <div style="background-color: #2c4e64; color: white; padding: 5px;"> <span style="font-weight: bold; font-size: 1.2em;">TN</span> Tennessee Tank Helper                      Underground Storage Tank Operator Training                 </div> <div style="padding: 10px;"> <p>UST Operator Training - Operator Dashboard</p> <p><a href="#">Tennessee Division of Underground Storage Tanks Field Offices</a>                      Find out what type of Class Operator you are.</p> <p>Designation Information   <b>My Trainings</b></p> <p><b>Class Operator Required Training Modules:</b>                      You do not have any required trainings at this time.                      The required training is based on what type of Class Operator has been selected and information from the Division's database. If you believe that an entire module or its sections below are required based on this data and it is incorrect you may want to have the owner or owner's authorized representative submit a new notification form before you begin training.</p> <p><b>Class Operator Optional Training Modules:</b>                      Displayed below are optional training modules. You are not required to view these modules to complete your training. You may select any module or module section listed. However, be advised that any optional training chosen will be scored the same as required training in questions answered correctly or incorrectly.</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Designation Level</th> <th>Module Name</th> <th>Module Sections</th> <th>Status</th> <th>Select Training</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A</td> <td>Class A Operator General Training</td> <td><input type="checkbox"/> Entire Module (View Content)</td> <td>Completed on 11/10/2021</td> <td>Retake Training (Print Cert)</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>Class B Operator General Training</td> <td><input type="checkbox"/> Entire Module</td> <td>Incomplete</td> <td>Start Training</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>Spill and Overfill Prevention</td> <td><input type="checkbox"/> Entire Module</td> <td>Incomplete</td> <td>Start Training</td> </tr> </tbody> </table> </div> </div>	Designation Level	Module Name	Module Sections	Status	Select Training	A	Class A Operator General Training	<input type="checkbox"/> Entire Module (View Content)	Completed on 11/10/2021	Retake Training (Print Cert)	B	Class B Operator General Training	<input type="checkbox"/> Entire Module	Incomplete	Start Training	B	Spill and Overfill Prevention	<input type="checkbox"/> Entire Module	Incomplete	Start Training	<p>El tipo de tablero mostrado (propietario u operador) dependerá de la función seleccionada previamente. La flecha apunta a la pestaña <b>Mis capacitaciones</b> (a la derecha de la pestaña Información de la designación). Haga clic en la pestaña <b>Mis capacitaciones</b>.</p>
Designation Level	Module Name	Module Sections	Status	Select Training																	
A	Class A Operator General Training	<input type="checkbox"/> Entire Module (View Content)	Completed on 11/10/2021	Retake Training (Print Cert)																	
B	Class B Operator General Training	<input type="checkbox"/> Entire Module	Incomplete	Start Training																	
B	Spill and Overfill Prevention	<input type="checkbox"/> Entire Module	Incomplete	Start Training																	

**TABLERO DE CAPACITACIÓN (continuación)**

TN
Tennessee Tank Helper  
Underground Storage Tank Operator Training
Dashboard Add Owner Account Profile mark.braswell@tn.gov (Settings) Log Out

### UST Operator Training - Operator Dashboard

Tennessee Division of Underground Storage Tanks Field Offices

Find out what type of Class Operator you are.

Designation Information
My Trainings

**Class Operator Required Training Modules:**  
You do not have any required trainings at this time.  
The required training is based on what type of Class Operator has been selected and information from the Division's database. If you believe that an entire module or its sections below are required based on this data and it is incorrect you may want to have the owner or owner's authorized representative submit a new notification form before you begin training.

**Class Operator Optional Training Modules:**  
Displayed below are optional training modules. You are not required to view these modules to complete your training. You may select any module or module section listed. However, be advised that any optional training chosen will be scored the same as required training in questions answered correctly or incorrectly.

Designation Level	Module Name	Module Sections	Status	Select Training
A	Class A Operator General Training	<input checked="" type="checkbox"/> Entire Module (View Content)	Completed on 11/10/2021	ReTake Training (Print Cert)
B	Class B Operator General Training	<input checked="" type="checkbox"/> Entire Module	-	<a href="#" style="background-color: #2c3e50; color: white; padding: 2px 10px; border: none;">Start Training</a>
B	Spill and Overfill Prevention	<input checked="" type="checkbox"/> Entire Module	-	<a href="#" style="background-color: #2c3e50; color: white; padding: 2px 10px; border: none;">Start Training</a>
B	Tank and Piping Release Detection	<input type="checkbox"/> Suction Piping	-	<a href="#" style="background-color: #2c3e50; color: white; padding: 2px 10px; border: none;">Start Training</a>
		<input type="checkbox"/> Manual Tank Gauging	-	
		<input type="checkbox"/> SIR	-	
		<input checked="" type="checkbox"/> Interstitial Monitoring, ATG and Pressurized Piping	-	
B	Corrosion and Cathodic Protection	<input type="checkbox"/> Entire Module	-	<a href="#" style="background-color: #2c3e50; color: white; padding: 2px 10px; border: none;">Start Training</a>
B	Supplemental Module for New Rules	<input checked="" type="checkbox"/> Entire Module	-	<a href="#" style="background-color: #2c3e50; color: white; padding: 2px 10px; border: none;">Start Training</a>
C	Class C Operator General Training	<input checked="" type="checkbox"/> Entire Module	-	<a href="#" style="background-color: #2c3e50; color: white; padding: 2px 10px; border: none;">Start Training</a>

**State Disclaimer:**  
This is a plain English interpretation of the rules, not the rules themselves. If there appears to be a conflict between Tank Helper and Tennessee UST Rules, the rules take precedence. Tank Helper is designed to explain the rules for most UST systems in Tennessee. If you have a system that is highly unique and still have questions after you have taken the training you will want to contact your local field office for further assistance. Customized compliance assistance is based upon best available state records combined with operator knowledge.  
  
To be certified as an operator in any Class (A or B) all of the appropriate modules for that class must be completed. Tank Helper class certification does not guarantee transfer to other states. The State of Tennessee does not endorse any specific brands, manufacturers, or vendors of equipment, products or services. Any brand names mentioned or depicted of any equipment, products, or services in this presentation are used for illustrative purposes only and are neither endorsements nor recommendations for such equipment, products, or services and should not be construed as such.

Haga clic en el botón **Iniciar capacitación** para el módulo o módulos de clase de operador necesarios.

No es necesario completar todos los módulos en una sola sesión.

**Nota:**

Hay 4 módulos para la capacitación de Clase B. Deben completarse los 4 módulos para obtener el certificado.

Para todos los operadores de Clase B son obligatorios los módulos de monitoreo intersticial, MAT y de tuberías presurizadas y se seleccionan automáticamente.

El operador de Clase B debe seleccionar de forma independiente los módulos de detección de fugas en tanques y tuberías, CEI, tuberías de succión y MMT.

**CAPACITACIÓN: EJEMPLO DE OPERADOR DE CLASE A**

Cada módulo tendrá una página de inicio similar.

**CERTIFICADO: EJEMPLO DE OPERADOR DE CLASE A**

El certificado puede imprimirse desde la pestaña **Mis capacitaciones** cuando se hayan completado con éxito todos los módulos (70 % de puntuación en el examen o más).

Considere que hay un certificado independiente para la capacitación de operadores de Clase A, B y C.

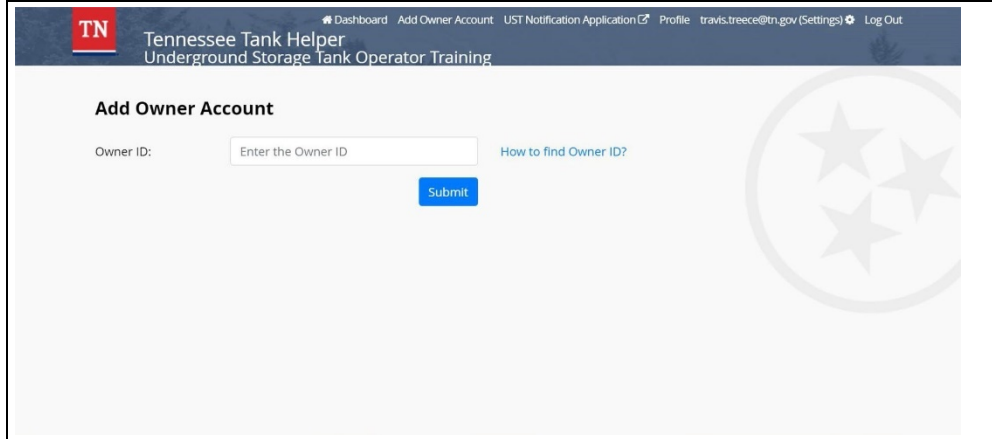


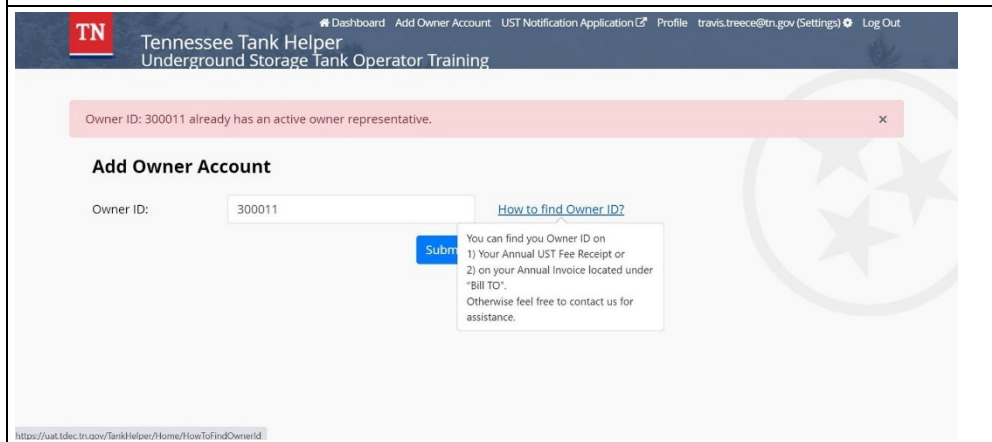
## Operadores: añadir la cuenta del propietario

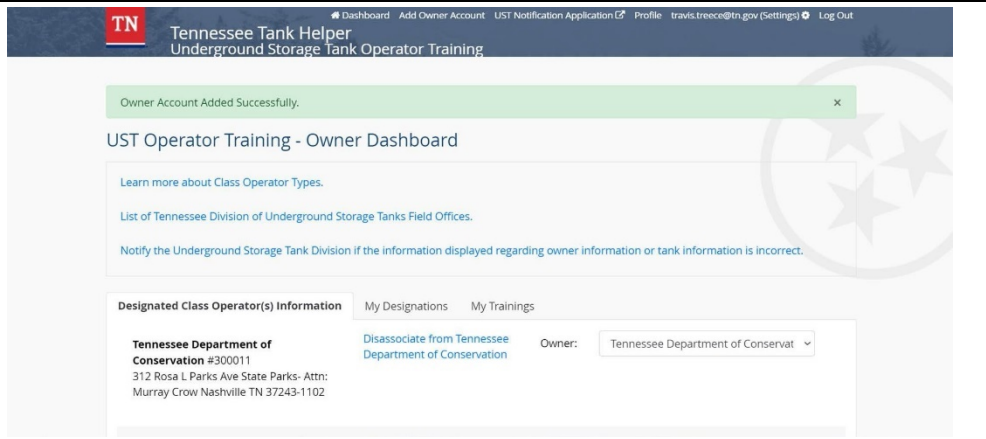
<div data-bbox="203 384 1177 999"> <h3>INICIO DE SESIÓN</h3> <p><b>Operator Training</b></p> <p><b>TENNESSEE UST OPERATOR TRAINING</b></p> <p>Owners of facilities which have underground storage tanks are now required to have operators oversee and maintain the tanks. Operators will be required to take training for underground storage tanks. The application will allow owners to designate operators and allow operators to take online training. There are three categories of operators: A, B, and C. Owners will be required to state the designated operators for all of the owner's facilities. The designated operators using the application for training will be required to take the modules which are required for the facility that they are designated for.</p> <p><b>Class Operators - Some Things You Should Know</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>The online UST Operator Training is in English only</li> <li>A module must be completed in its entirety before you can be scored on that module. Otherwise, answers to questions will not be saved.</li> <li>Class Operators must create a profile in the UST Operator Training system.</li> <li>Find out what type of Class Operator you are.</li> <li>If you do not have tanks in Tennessee and are taking training for another state you will need to sign in as an operator, even if you are an owner.</li> </ul> <p><b>Facility Owners - Some Things You Should Know</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Class Operator designations must come from a search of available operators, unless as an Owner you will be the Designated Operator. If your search does not return the name of the operator you were searching for, you may either exit the system or conduct another search. Failed results indicate that the operator has not entered his profile into the system.</li> <li>If you are an owner and also want to designate yourself as a Class Operator, only one log in account is necessary. To log in as either an Owner or a designated owner/operator use the Facility Owners log in area above.</li> <li>List of Tennessee Division of Underground Storage Tanks Field Offices.</li> </ul> </div>	<p>Para acceder a su cuenta de Tank Helper, vaya al sitio web <a href="https://tdec.tn.gov/tankhelper">https://tdec.tn.gov/tankhelper</a> e inicie sesión con su correo electrónico y contraseña.</p>
---	---

<div data-bbox="203 1087 1177 1556"> <h3>TABLERO DEL OPERADOR</h3> <p><b>Tennessee Tank Helper Underground Storage Tank Operator Training</b></p> <p>Dashboard Add Owner Account Profile mitzie.berry@tn.gov (Settings) Log Out</p> <p><b>UST Operator Training - Operator Dashboard</b></p> <p>Tennessee Division of Underground Storage Tanks Field Offices</p> <p>Find out what type of Class Operator you are.</p> <p><b>Designation Information</b> My Trainings</p> <p><b>Pending Designations:</b> You do not have any pending designations.</p> <p><b>Current Operator Designation Level and Training Status By Facility:</b> You do not have any active designations.</p> </div>	<p>En el menú azul de la parte superior de la página, haga clic en <b>"Agregar cuenta del propietario"</b>.</p>
---	---

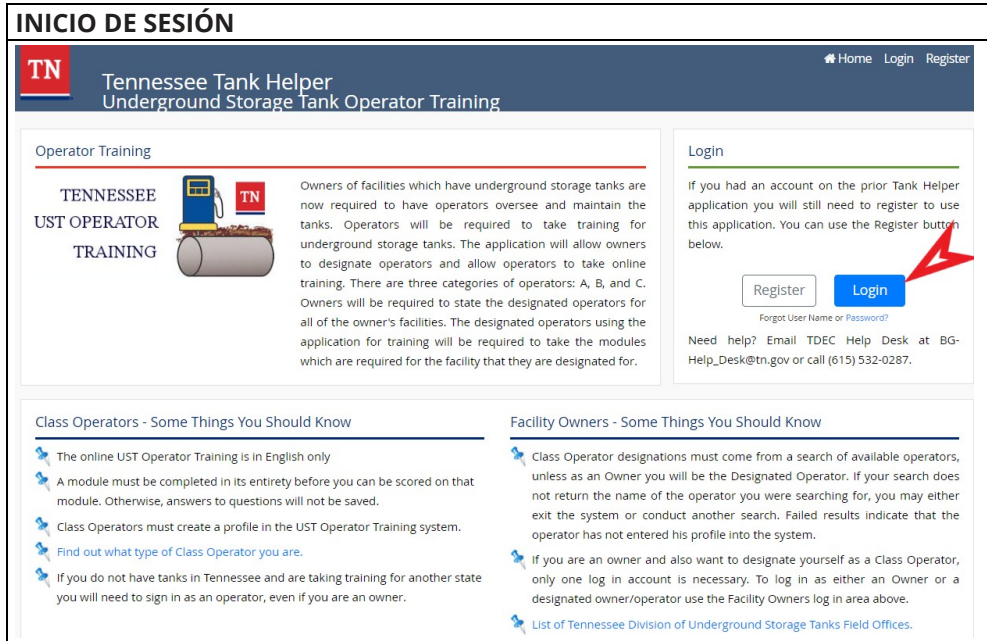


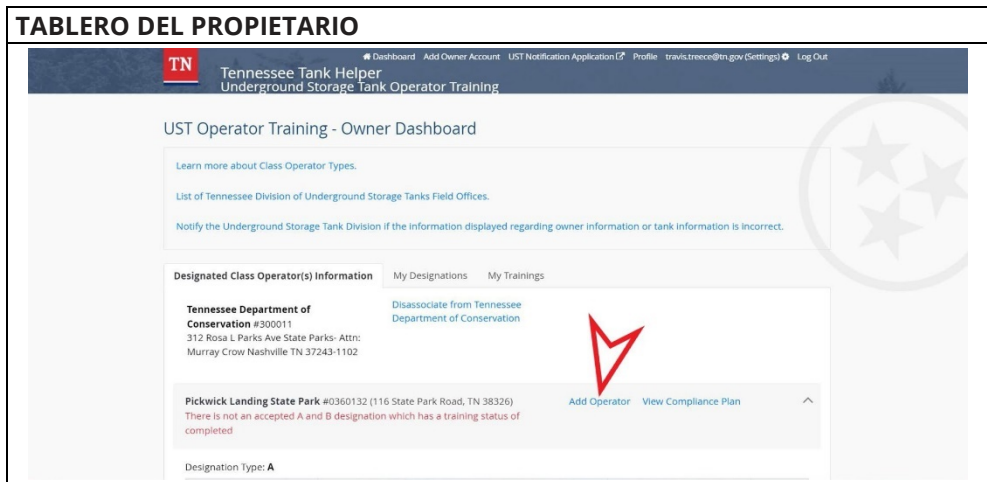
AGREGAR CUENTA DEL PROPIETARIO	
	<p>Introduzca su ID de propietario (no el ID de la instalación) y haga clic en <b>ENVIAR</b>.</p>

NO SE HA INTRODUCIDO LA ID DEL PROPIETARIO	
	<p>Esta pantalla aparece cuando no se consigue introducir un ID de propietario.</p>

SE INGRESÓ LA ID DE PROPIETARIO CON ÉXITO	
 <p>The screenshot shows the 'Tennessee Tank Helper' web application interface. At the top, there is a navigation bar with the TN logo and the text 'Tennessee Tank Helper Underground Storage Tank Operator Training'. Below the navigation bar, a green success message reads 'Owner Account Added Successfully.' with a close button (x). The main content area is titled 'UST Operator Training - Owner Dashboard' and contains several links: 'Learn more about Class Operator Types.', 'List of Tennessee Division of Underground Storage Tanks Field Offices.', and 'Notify the Underground Storage Tank Division if the information displayed regarding owner information or tank information is incorrect.' Below these links, there are tabs for 'Designated Class Operator(s) Information', 'My Designations', and 'My Trainings'. The 'Designated Class Operator(s) Information' tab is active, showing details for the 'Tennessee Department of Conservation #300011' and an 'Owner' dropdown menu set to 'Tennessee Department of Conservat'.</p>	<p>Esta pantalla aparece cuando introduce un ID de propietario correctamente.</p> <p>Se pueden agregar varios ID de propietario a una cuenta.</p>

Propietarios: designación de operadores para su instalación

<p><b>INICIO DE SESIÓN</b></p>  <p><b>Tennessee Tank Helper</b> Underground Storage Tank Operator Training</p> <p>Operator Training</p> <p><b>TENNESSEE UST OPERATOR TRAINING</b></p> <p>Owners of facilities which have underground storage tanks are now required to have operators oversee and maintain the tanks. Operators will be required to take training for underground storage tanks. The application will allow owners to designate operators and allow operators to take online training. There are three categories of operators: A, B, and C. Owners will be required to state the designated operators for all of the owner's facilities. The designated operators using the application for training will be required to take the modules which are required for the facility that they are designated for.</p> <p><b>Login</b></p> <p>If you had an account on the prior Tank Helper application you will still need to register to use this application. You can use the Register button below.</p> <p>Register Login</p> <p>Forgot User Name or Password?</p> <p>Need help? Email TDEC Help Desk at BG-Help_Desk@tn.gov or call (615) 532-0287.</p> <p><b>Class Operators - Some Things You Should Know</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>The online UST Operator Training is in English only</li> <li>A module must be completed in its entirety before you can be scored on that module. Otherwise, answers to questions will not be saved.</li> <li>Class Operators must create a profile in the UST Operator Training system.</li> <li>Find out what type of Class Operator you are.</li> <li>If you do not have tanks in Tennessee and are taking training for another state you will need to sign in as an operator, even if you are an owner.</li> </ul> <p><b>Facility Owners - Some Things You Should Know</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Class Operator designations must come from a search of available operators, unless as an Owner you will be the Designated Operator. If your search does not return the name of the operator you were searching for, you may either exit the system or conduct another search. Failed results indicate that the operator has not entered his profile into the system.</li> <li>If you are an owner and also want to designate yourself as a Class Operator, only one log in account is necessary. To log in as either an Owner or a designated owner/operator use the Facility Owners log in area above.</li> <li>List of Tennessee Division of Underground Storage Tanks Field Offices.</li> </ul>	<p>Para acceder a su cuenta de Tank Helper, vaya al sitio web <a href="https://tdec.tn.gov/tankhelper">https://tdec.tn.gov/tankhelper</a> e inicie sesión con su correo electrónico y contraseña.</p>
---	---

<p><b>TABLERO DEL PROPIETARIO</b></p>  <p><b>Tennessee Tank Helper</b> Underground Storage Tank Operator Training</p> <p>UST Operator Training - Owner Dashboard</p> <p>Learn more about Class Operator Types.</p> <p>List of Tennessee Division of Underground Storage Tanks Field Offices.</p> <p>Notify the Underground Storage Tank Division if the information displayed regarding owner information or tank information is incorrect.</p> <p><b>Designated Class Operator(s) Information</b>   My Designations   My Trainings</p> <p><b>Tennessee Department of Conservation</b> #300011 312 Rosa L Parks Ave State Parks- Attrn: Murray Crow Nashville TN 37243-1102</p> <p>Disassociate from Tennessee Department of Conservation</p> <p><b>Pickwick Landing State Park</b> #0360132 (116 State Park Road, TN 38326) There is not an accepted A and B designation which has a training status of completed</p> <p>Add Operator View Compliance Plan</p> <p>Designation Type: A</p>	<p>En el tablero, ubique la instalación deseada y seleccione <b>"Agregar operador"</b> en la parte derecha de la pantalla.</p>
--	--

**AGREGAR PROPIETARIO COMO OPERADOR A/B**

Tennessee Tank Helper  
Underground Storage Tank Operator Training

Search & Add an Operator

+ Add Myself as an Operator

Operator First Name:  Operator Last Name:

Company Name:  Search

Para designar un propietario o representante del propietario como operador de Clase A/B, seleccione **"Agregarme como operador"**

**FUNCIÓN DE OPERADOR Y MÉTODO DE CAPACITACIÓN**

Tennessee Tank Helper  
UST Operator Training - Operator Management

To Designate Operator for Facility:  
1. Select the Operator Type Under Facility Section  
2. Choose the Training Method for this operator  
3. Submit  
The Operator will be Notified of this facility and class Operator type Designation.

Operator Info: John Smith, 4500 Granite Dr, Nashville, TN 37214

Choose Operator Types:

Facility Id & Address	A Operator <input type="checkbox"/> Check All Sites that Apply	B Operator <input type="checkbox"/> Check All Sites that Apply
#0360132, Pickwick Landing State Park, 116 State Park Road, TN, 38326	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
#0220143, Montgomery Bell State Park Maintenance Facility, 1020 Jackson Hill Rd, TN, 37029-5040	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
#0400150, Paris Landing State Park Marina, 16055 Highway 79 N, TN, 38222-4109	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Training Method :

Tennessee Tank Helper (Online Training)

ICC (Specialized Paid Training)

Tank School (Verification Required by Division)

Cancel Submit

Seleccione las instalaciones y marque las casillas de verificación de operador de Clase A/B correspondientes.

Seleccione el método de capacitación del operador en la lista de instalaciones de la parte inferior izquierda.

Seleccione **ENVIAR**.

### AGREGAR OTROS COMO EL OPERADOR A/B

Search & Add an Operator

Operator First Name:  Operator Last Name:

Company Name:

Si el propietario o el representante del propietario no es el operador, utilice la característica de búsqueda para localizar a la persona correcta.

### AGREGAR OTROS COMO EL OPERADOR A/B (continuación)

Search & Add an Operator

Operator First Name:  Operator Last Name:

Company Name:

You searched for :

Name	Company	Address	Phone	Select
Berry, Mitzie	TDEC DUST JCEFO	2305 Silverdale Dr, TN 37601	(423) 854-5400	<input type="button" value="Select"/>

Verifique que toda la información del operador es correcta antes de realizar la selección.

### SELECCIONE LA FUNCIÓN DE OPERADOR A/B

UST Operator Training - Operator Management

To Designate Operator for Facility:

- Select the Operator Type Under Facility Section
- Choose the Training Method for this operator
- Submit

The Operator will be Notified of this facility and class Operator type Designation.

Operator Info: Mitzie Berry, 2305 Silverdale Dr, TN, 37601

Choose Operator Types:

Facility Id & Address	A Operator <input type="checkbox"/> Check All Sites that Apply	B Operator <input type="checkbox"/> Check All Sites that Apply
#0360132, Pickwick Landing State Park, 116 State Park Road, TN, 38326	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
#0220143, Montgomery Bell State Park Maintenance Facility, 1020 Jackson Hill Rd, TN, 37029-5040	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
#0400150, Paris Landing State Park Marina, 16055 Highway 79 N, TN, 38222-4109	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Seleccione la función de operador A/B para las instalaciones correspondientes. Seleccione **ENVIAR**.

## Operadores: aceptación de la designación del propietario


### INICIO DE SESIÓN

TN

Tennessee Tank Helper  
Underground Storage Tank Operator Training

Home Login Register

**TENNESSEE UST OPERATOR TRAINING**



Owners of facilities which have underground storage tanks are now required to have operators oversee and maintain the tanks. Operators will be required to take training for underground storage tanks. The application will allow owners to designate operators and allow operators to take online training. There are three categories of operators: A, B, and C. Owners will be required to state the designated operators for all of the owner's facilities. The designated operators using the application for training will be required to take the modules which are required for the facility that they are designated for.

#### Login

If you had an account on the prior Tank Helper application you will still need to register to use this application. You can use the Register button below.

Forgot User Name or Password?

Need help? Email TDEC Help Desk at BG-Help\_Desk@tn.gov or call (615) 532-0287.

#### Class Operators - Some Things You Should Know

- The online UST Operator Training is in English only
- A module must be completed in its entirety before you can be scored on that module. Otherwise, answers to questions will not be saved.
- Class Operators must create a profile in the UST Operator Training system.  
[Find out what type of Class Operator you are.](#)
- If you do not have tanks in Tennessee and are taking training for another state you will need to sign in as an operator, even if you are an owner.

#### Facility Owners - Some Things You Should Know

- Class Operator designations must come from a search of available operators, unless as an Owner you will be the Designated Operator. If your search does not return the name of the operator you were searching for, you may either exit the system or conduct another search. Failed results indicate that the operator has not entered his profile into the system.
- If you are an owner and also want to designate yourself as a Class Operator, only one log in account is necessary. To log in as either an Owner or a designated owner/operator use the Facility Owners log in area above.
- [List of Tennessee Division of Underground Storage Tanks Field Offices.](#)

Para acceder a su cuenta de Tank Helper, vaya al sitio web <https://tdec.tn.gov/tankhelper> e inicie sesión con su correo electrónico y contraseña.

### TABLERO: ACEPTAR O RECHAZAR DESIGNACIONES PENDIENTES

TN

Tennessee Tank Helper  
Underground Storage Tank Operator Training

Dashboard Add Owner Account UST Notification Application Profile travis.treece@tn.gov (Settings) Log Out

#### UST Operator Training - Owner Dashboard

[Learn more about Class Operator Types.](#)

[List of Tennessee Division of Underground Storage Tanks Field Offices.](#)

Notify the Underground Storage Tank Division if the information displayed regarding owner information or tank information is incorrect.

Designated Class Operator(s) Information
My Designations
My Trainings

**Pending Designations:**

Facility Name	Facility Address	Facility ID	Owner Name	Owner ID	Designation Type	
Montgomery Bell State Park Maintenance Facility	1020 Jackson Hill Rd	#0220143	Tennessee Department of Conservation	300011	A	<input checked="" type="radio"/> Accept <input type="radio"/> Reject
Montgomery Bell State Park Maintenance Facility	1020 Jackson Hill Rd	#0220143	Tennessee Department of Conservation	300011	B	<input checked="" type="radio"/> Accept <input type="radio"/> Reject

**Current Operator Designation Level and Trainine Status By Facility:**

En el tablero, seleccione la pestaña **“Mis designaciones”**. Aceptar o Rechazar las designaciones de Operador A/B.

**TABLERO: ACEPTAR DESIGNACIONES PENDIENTES Y MÉTODO DE CAPACITACIÓN**

The screenshot shows a web interface for UST Operators. A modal dialog box is open, titled "Your Owner will be notified of this Acceptance. You may wish to enter the comments." It contains a "Training Method" section with three radio button options: "Tennessee Tank Helper (Online Training)", "ICC (Specialized Paid Training)", and "Tank School (Verification Required by Division)". Below this is a "Comments:" text area and "Cancel" and "Submit" buttons. In the background, a table lists pending designations for two facilities at Montgomery Bell State Park Maintenance Facility.

Facility Name	Facility Address	Facility ID	Owner Name	Owner Id	Designation Type	Accept	Reject
Montgomery Bell State Park Maintenance Facility	1020 Jackson Hill Rd	#0220143	Tennessee Department of Conservation	300011	A	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
Montgomery Bell State Park Maintenance Facility	1020 Jackson Hill Rd	#0220143	Tennessee Department of Conservation	300011	B	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>

Si se acepta la designación, aparece esta ventana emergente.

Seleccione Método de capacitación. Los comentarios son opcionales.

Haga clic en **ENVIAR.**

**TABLERO: RECHAZAR DESIGNACIONES PENDIENTES Y MÉTODO DE CAPACITACIÓN**

The screenshot shows the same web interface as above, but with a different modal dialog box. This one is titled "Your Owner will be notified of this Rejection. You may wish to enter the comments." It contains a "Comments:" text area and "Cancel" and "Submit" buttons. The background table of pending designations is still visible.

Facility Name	Facility Address	Facility ID	Owner Name	Owner Id	Designation Type	Accept	Reject
Montgomery Bell State Park Maintenance Facility	1020 Jackson Hill Rd	#0220143	Tennessee Department of Conservation	300011	A	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
Montgomery Bell State Park Maintenance Facility	1020 Jackson Hill Rd	#0220143	Tennessee Department of Conservation	300011	B	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>

Si se rechaza la designación, aparece esta ventana emergente. Los comentarios son opcionales.

Haga clic en **ENVIAR.**



## Capítulo 4 Detección de fuga en tanques y tuberías

Todos los tanques y tuberías regularizados deben disponer de detección de fugas para que las fugas se detecten rápidamente. El método de detección de fugas o la combinación de métodos debe cumplir los siguientes requisitos:

- Detectar una fuga en cualquier parte de un tanque o de sus tuberías que contenga petróleo de forma rutinaria;
- Se instale y calibre de conformidad con las indicaciones del fabricante y se opere y mantenga de conformidad con uno de los siguientes:
  - Las indicaciones del fabricante,
  - Un código de buenas prácticas reconocido y
  - Requisitos aprobados por la División;
- Garantizar que los componentes electrónicos y mecánicos se prueben anualmente para verificar su correcto funcionamiento;
- Cumplir los requisitos de desempeño del método de detección de fugas en tanques y tuberías; y
- Haber sido objeto de una evaluación de terceros revisada por el Grupo nacional de trabajo sobre evaluaciones de detección de fugas (NWGLDE) y una lista de equipos o métodos de detección de fugas en la lista mantenida por el NWGLDE. El sitio web de NWGLDE se encuentra en <http://nwglde.org/>

Todos los métodos de detección de fugas tienen requisitos de conservación de registros específicos. A continuación se detallan los requisitos de cada método.

**Para detectar las fugas eficazmente tal como se diseñaron, los equipos de detección de fugas no deben desactivarse ni manipularse.** El T.C.A. § 68-215-120(b) establece que: “Cualquier persona que, a sabiendas, manipule o desactive un dispositivo de detección o prevención de fugas asociado a un tanque de almacenamiento subterráneo, o que, a sabiendas, provoque o permita una fuga de petróleo al medioambiente en infracción de este capítulo, de las reglas, los reglamentos u órdenes del comisionado o de la junta, comete un delito grave de clase E”; no obstante, si dicha fuga resulta en un gasto para la limpieza por parte de cualquier otra persona o con cargo al fondo, el delito se calificará por dicho gasto de la misma manera que el robo en virtud de § 39-14-105(a)(2)-(5)”.

### Detección de fuga en tanques

Se autorizan los siguientes métodos de detección de fugas mensual en los tanques:

- Monitoreo intersticial (**MI**): el MI debe utilizarse en todos los tanques instalados a partir del 24 de julio de 2007
- Medición automática de tanques (**MAT**)
- Conciliación estadística de inventarios (**CEI**)
- Medición manual de tanques y Prueba de estanqueidad de tanque (**MMT**)

La División redactó capítulos técnicos detallados para cada uno de los métodos de detección de fugas mencionados. Estos documentos pueden consultarse en <https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/compliance-inspections/standardized-inspection-process.html>.



## Medición automática de tanques (MAT)

Un sistema de MAT consta de una sonda instalada permanentemente en el interior del tanque que recoge información como el nivel y la temperatura del producto y una consola dentro de la instalación que calcula los cambios en el volumen del producto que pueden indicar una fuga. La consola debe emitir una señal de alarma cuando se sospeche que hay un problema. Un MAT debe ser capaz de detectar una fuga de 0,2 galones por hora (gph). A continuación se resumen brevemente los requisitos generales de los MAT. En el Manual de inspección estandarizada de la División, Capítulo técnico 3.2 de Medición automática de tanques se encuentra una descripción más detallada de los requisitos.

### **Funcionamiento de su MAT:**

- PRUEBA ESTÁTICA
  - Algunos MAT pueden programarse para realizar automáticamente una prueba de fuga estática al menos cada 30 días. Si su MAT no realiza la prueba automáticamente, deberá realizar manualmente la prueba de fuga estática
  - Las pruebas estáticas no pueden utilizarse en los sistemas de UST con tanque múltiples
- PRUEBAS CONTINUAS
  - Algunos MAT disponen de un programa informático interno que permite que los tanques permanezcan activos mientras se realizan las pruebas de fuga. Estos métodos se conocen como Detección estadística continua de fugas (DECF) o Sistema de detección continua de fugas en el tanque (SDCFT), que es apropiado para su uso en ubicaciones de gran volumen de producción
- Todos los MAT requieren una cierta cantidad mínima de producto en el tanque para realizar una prueba válida
- **No** se recomienda confiar en la memoria del software del MAT para almacenar los registros de detección de fugas, ya que una subida de voltaje o la caída de un rayo pueden provocar la pérdida de todos los registros electrónicos
- Preste atención a todas las alarmas y responda adecuadamente
- Tenga a mano el manual del usuario del MAT para consultar y solucionar problemas

### **Requisitos:**

- Realizar una prueba de fuga estática **al menos una vez al mes para cada tanque** si la prueba de estanqueidad no se realiza automáticamente
- Realizar anualmente pruebas de funcionamiento de los MAT
- Realizar el mantenimiento rutinario requerido por el fabricante del MAT

### **Conservación de registros e informes:**

- Imprimir, revisar y conservar los registros del MAT de al menos **un** resultado mensual aprobado de la prueba de fuga de cada tanque
- Registrar los resultados de la detección de fugas en el formulario de Inspección de recorrido de la instalación mensual/anual (CN-2544)
- Conservar los resultados de detección de fugas de los últimos 12 meses consecutivos y ponerlos a disposición para su inspección
- Conservar las 3 últimas pruebas anuales de funcionamiento del MAT
- Si procede, notificar una sospecha de fuga en un plazo de 72 horas, tal como se indica en la Sección de Notificación

## Conciliación estadística de inventarios (CEI)

El método de CEI puede utilizarse en tanques y tuberías. La CEI utiliza un programa informático para realizar un análisis estadístico de los datos de inventario, entrega y suministro cada 30 días. Estos datos se envían a un proveedor de la CEI (o se introducen en un programa informático alquilado al propietario del tanque por el proveedor de la CEI) al menos una vez cada 30 días. Una vez analizados los datos, el proveedor de la CEI debe proporcionar los resultados del análisis dentro del período de notificación. Para recolectar los datos del inventario se utiliza una varilla de medición o MAT. La CEI exige que el propietario del tanque siga los procedimientos específicos de recolección de datos (mediciones diarias de combustible de 1/8 de pulgada, lecturas mensuales de agua, calibración anual del contador del surtidor, entregas a través de tuberías de caída, etc.). El método CEI debe estar listado como que cumple los estándares de rendimiento por el Grupo nacional de trabajo sobre evaluaciones de detección de fugas ([www.nwglde.org](http://www.nwglde.org)). En el Manual de inspección estandarizada de la División, Capítulo técnico 3.3 de Conciliación estadística de inventarios se encuentra una descripción más detallada de los requisitos.

Si se utiliza la CEI para el monitoreo mensual en las tuberías presurizadas, el detector automático de fugas en línea (tanto mecánico como electrónico) debe probarse anualmente.

Los resultados mensuales de la CEI se notifican como ***Aprueba, Reprueba o No concluyente***.

### **Aprueba**

Un resultado de la CEI aprobado significa que el análisis estadístico de los datos está dentro de los límites permitidos por el método.

### **Reprueba**

Un resultado de la CEI reprobado significa que el análisis estadístico de los datos supera los límites permitidos por el método. Los resultados reprobados significan una sospecha de fuga y debe notificarse a la División en un plazo de 72 horas.

### **No concluyente**

Un resultado no concluyente significa que la calidad de los datos es insuficiente para proporcionar un resultado de aprueba o reprueba. El problema puede deberse a mediciones deficientes, contadores mal calibrados, entregas fallidas o cualquier otra causa. Si recibe un resultado mensual no concluyente, debe investigar inmediatamente y corregir el problema. Contáctese con el proveedor de la CEI para obtener ayuda. Documente los resultados de su investigación y consérvelos junto con los registros de detección de fugas.

Si recibe resultados no concluyentes durante dos meses consecutivos, se trata de una sospecha de fuga y debe notificarse a la División en un plazo de 72 horas.

### **Requisitos:**

- Un contrato con un proveedor de la CEI para analizar los registros mensuales de detección de fuga o un programa de CEI que pueda funcionar en su computadora para realizar el análisis de la CEI.
- Recolectar diariamente los datos del inventario de productos (varilla de medición o MAT).
- Convertir las mediciones del nivel de combustible a galones utilizando la tabla de tanques correcta.
- Recolectar y registrar los datos de inventario adecuados cada 30 días utilizando los requisitos de colección de datos del control de inventario [consulte las Reglas 0400-18-01-.04(3)(e)1. y .04(4)(d)1.].

- Hacer analizar los registros cada 30 días por el proveedor de la CEI o por un programa informático alquilado al propietario del tanque por el proveedor de la CEI. Una vez finalizada la recolección de datos correspondiente a ese período de tiempo se generará un informe mensual.
- Investigar, determinar las razones y corregir las causas de cualquier resultado no concluyente.
- Si utiliza un MAT para recolectar datos de inventario, realizar una prueba de funcionamiento del MAT anualmente.
- Si utiliza un MAT, realizar el mantenimiento rutinario requerido por el fabricante del MAT.
- Si dispone de tuberías presurizadas, pruebe anualmente el funcionamiento del detector de fugas mecánico o electrónico de la línea.

#### **Conservación de registros e informes:**

- Registrar los resultados mensuales de la CEI y las inspecciones anuales del equipo manual (varilla de medición) en el formulario de Inspección de recorrido de la instalación mensual/anual (CN-2544).
- Conservar los siguientes registros de la CEI:
  - Informes/resultados mensuales de la CEI.
  - Deben conservarse y estar disponibles para su inspección todos los datos de inventario (entregas y ventas de productos, registros de calibración de surtidores, mediciones diarias de combustible de 1/8 de pulgada, lecturas mensuales de agua, calibración anual de contadores de surtidores, etc.).
- Conserve los resultados de detección de fugas de los últimos 12 meses consecutivos.
- En el caso de las tuberías presurizadas, conserve los resultados de las pruebas anuales del detector de fugas de la línea durante 3 años.
- Notifique todas las sospechas de fugas en un plazo de 72 horas (cualquier resultado reprobado o dos resultados no concluyentes consecutivos).
- Si procede, conserve las 3 últimas pruebas anuales de funcionamiento del MAT.

## Monitoreo intersticial utilizando contención secundaria

El monitoreo intersticial (MI) es un método de detección de fugas que detecta las fugas en el espacio existente entre las paredes de los tanques o tuberías o entre una tubería de pared simple y una barrera que la separa del medioambiente (como un sumidero o una tubería de encaje). En el Manual de inspección estandarizada de la División, Capítulo técnico 3.4 de Contención secundaria y monitoreo intersticial se encuentra una descripción más detallada de los requisitos.

La barrera exterior suele denominarse “contención secundaria”. El espacio entre las barreras se denomina espacio intersticial o intersticio y, en el caso de los tanques y las tuberías, este espacio debe controlarse continuamente. Debe disponer de un medio electrónico u otro medio continuo de monitoreo de las tuberías presurizadas de contención secundaria. Las observaciones visuales no se consideran como seguimiento continuo.

Este método debe ser capaz de detectar una fuga de la pared interior de un tanque o tubería. Suelen utilizarse tres tipos de monitoreo intersticial:

- Métodos hidrostáticos: utilizan un intersticio lleno de líquido con un tanque en el que se controla el nivel de líquido.
- Métodos de presión/vacío: se aplica presión o vacío al intersticio y se monitorean los cambios de presión o vacío.
- Sensores electrónicos: se colocan sensores en el intersticio para emitir una señal de alarma cuando se detecta líquido.

Los sensores electrónicos son la forma más común y menos costosa de realizar el monitoreo intersticial. En el caso de los tanques, se instala un sensor entre las paredes del tanque para verificar la presencia de líquido o la pérdida/ganancia de líquido, como en el caso de los métodos hidrostáticos. En el caso de las tuberías, se coloca un sensor en un lugar donde lo más probable es que se acumule el líquido de una fuga. Normalmente, esta ubicación se encuentra dentro de un sumidero en la parte superior del tanque, dentro de sumideros de transición de tuberías y en un sumidero debajo del surtidor. El intersticio de la tubería debe estar abierto para permitir que el producto fluya desde el intersticio de la tubería a los sensores de líquido en todos los sumideros. No es aceptable el uso de un único sensor dentro de un sumidero en la parte superior del tanque para monitorear todo el recorrido de las tuberías de producto.

### **Funcionamiento del equipo de MI:**

- Los sensores del sumidero emiten una alarma cuando se detecta líquido en los sumideros.
- Desactivar o manipular un sensor es un delito penal.
- Desplazar un sensor de su posición para que no pueda detectar fácilmente el líquido es una infracción.
- Los sensores pueden funcionar mal; por lo tanto, debe realizar pruebas de los sensores anualmente para asegurar su correcto funcionamiento.
- Si un sensor detecta agua o petróleo entre las paredes de un tanque de doble pared, se trata de una sospecha de fuga y debe notificarse a la División en un plazo de 72 horas.
- Si el agua puede entrar por la pared exterior de un tanque de doble pared, el tanque deja de tener contención secundaria. Esta condición debe investigarse.
- Si utiliza un sistema de presión/vacío sellado o lleno de líquido, debe consultar el manual del usuario para determinar si el sistema funciona dentro de los parámetros correctos.

**Requisitos:**

- Realizar anualmente pruebas de funcionamiento de los MAT.
- Realizar el mantenimiento rutinario requerido por el fabricante del MAT.
- Monitorear el sistema de detección de fugas para determinar si se ha detectado una fuga en los últimos 30 días.
- Todos los equipos de monitoreo intersticial (consola de MAT, sensores y detectores de fugas en la línea) deben probarse anualmente para asegurar su correcto funcionamiento.
- Realizar pruebas de integridad del sumidero cada 3 años.

**Conservación de registros e informes:**

- Si el equipo de monitoreo intersticial no produce un registro electrónico mensual, deberá crear un registro en papel para cumplir con los requisitos de conservación de registros.
- Registrar los resultados de la detección de fugas en el formulario de Inspección de recorrido de la instalación mensual/anual (CN-2544). Debe conservarse un informe de estado del sensor y un informe de la lista de alarmas mensual.
- Conserve los resultados de detección de fugas de los últimos 12 meses consecutivos.
- Conservar la prueba de integridad del sumidero más reciente de 3 años.
- Conservar las 3 últimas pruebas anuales
  - Pruebas de funcionamiento del MAT.
  - Pruebas de funcionamiento del sensor
  - Pruebas del detector de fugas en línea
- Informar todas las sospechas de fugas en un plazo de 72 horas.

## Medición manual de tanques (MMT)

La medición manual de tanques (MMT) es un método válido de monitoreo mensual; sin embargo, no se utiliza habitualmente. La MMT solamente puede utilizarse en los tanques con una capacidad de 1000 galones o menos. Para determinar si su tanque cumple los requisitos para utilizar este método, consulte el Manual de inspección estandarizada de la División, Capítulo técnico 3.1 de Medición manual de tanques o contáctese con la División.

Para utilizar la MMT como método independiente:

- Los tanques deben cumplir unos requisitos muy específicos de capacidad y diámetro (consulte la tabla del Capítulo técnico 3.1);
- Los niveles de líquido dentro de los tanques deben medirse con una precisión de 1/8 de pulgada (normalmente se mide con una varilla de medición);
- Los tanques deben ponerse fuera de servicio durante un período de tiempo determinado cada semana entre la recolección de las lecturas del nivel de líquido; y
- Las lecturas del nivel de líquido se comparan con los estándares semanales y mensuales para determinar si el tanque está hermético.

## **PRUEBA DE ESTANQUEIDAD DEL TANQUE Y MMT**

Los tanques de 1001 galones a 2000 galones deben utilizar la prueba de estanqueidad del tanque además de la MMT. Los tanques de más de 2000 galones no pueden utilizar la MMT.

### **Conservación de registros e informes:**

- Registrar los resultados de la detección de fugas en el formulario de Inspección de recorrido de la instalación mensual/anual (CN-2544).
- Conservar los resultados de detección de fugas de los últimos 12 meses consecutivos y ponerlos a disposición para su inspección; y
- Informar todas las sospechas de fugas en un plazo de 72 horas.

## Detección de fugas en tuberías

Existen dos tipos de sistemas de tuberías:

- Presurizada
- De succión

Los requisitos de detección de fugas son diferentes para las tuberías presurizadas y las tuberías de succión. A continuación se describen los requisitos para ambos tipos de sistemas de tuberías.

### **Tuberías presurizadas**

Las tuberías presurizadas deben tener dos formas de detección de fugas:

1. Catastrófica: para detectar grandes fugas repentinas, como la falla de una tubería. La detección de fugas catastróficas en la línea se realiza mediante detectores automáticos de fugas en la línea (LLD o ALLD). Los ALLD pueden ser mecánicos o electrónicos. Es importante responder rápidamente a las alarmas de los detectores de fugas de la línea (electrónicos) o a las condiciones de flujo lento (mecánicos), ya que el volumen de la fuga podría ser considerable (más de 3 galones por hora). Los detectores de fugas mecánicos y electrónicos en la línea deben probarse anualmente.
2. Periódico: para detectar fugas más pequeñas y menos perceptibles. La detección periódica de fugas en la línea debe realizarse mensual o anualmente. Existen tres opciones:
  - a. Monitoreo mensual,\* o
  - b. Pruebas anuales de estanqueidad de la línea, o
  - c. Detectores electrónicos de fugas en la línea (realización de pruebas mensuales de 0,2 gph o anuales de 0,1 gph).

\*Para el monitoreo mensual de las tuberías, debe utilizar uno de los dos métodos siguientes que se describen en la sección de Detección de fugas en tanques de este capítulo:

- Monitoreo intersticial (necesario para tuberías nuevas y de sustitución), o
- CEI.

La prueba de estanqueidad de la línea debe realizarla un evaluador cualificado (certificado por el fabricante). Las pruebas de estanqueidad de las tuberías deben poder detectar un índice de fuga de 0,1 galones por hora a 1,5 veces la presión de funcionamiento de las tuberías o realizar una prueba anual de 0,1 gph utilizando un detector electrónico de fugas.

Para más información, consulte el Manual de inspección estandarizada de la División, Capítulo técnico 3.5 de Tuberías presurizadas.

### **Tubería de succión**

La tubería de succión recoge el producto del tanque mediante una bomba de succión situada en el surtidor. La presencia de tuberías de succión se indica mediante una bomba de succión (poleas y correas) en el interior del surtidor. Además, no hay bomba sumergible en el tanque.

La detección de fugas NO es necesaria para las tuberías de succión que cumplan AMBAS de las siguientes condiciones:

1. Las tuberías están inclinadas para que el producto vuelva al tanque si se pierde la succión;
2. Solamente hay una válvula de verificación ubicada cerca de la bomba de succión, debajo del surtidor (y no en el tanque).

Las tuberías que cumplen AMBAS condiciones se denominan “succión segura” o “succión europea”.

Si no dispone de “succión segura” y, en su lugar, tiene un tipo de succión denominado “succión estadounidense”, deberá realizar una detección de fugas en las tuberías de succión. Esto consiste en:

- Una prueba de estanqueidad de la línea cada tres años, o
- Monitoreo mensual utilizando el monitoreo intersticial (necesario para tuberías nuevas y de sustitución), o CEI.

Para más información, consulte el Manual de inspección estandarizada de la División, Capítulo técnico 3.6 de Tuberías de succión, alimentación por gravedad y sifón.

### **Requisitos:**

- Los detectores mecánicos y electrónicos de fugas en la línea deben probarse anualmente (cada 12 meses).
- Las tuberías presurizadas deben someterse a una prueba anual de estanqueidad cada 12 meses o a un monitoreo mensual utilizando el monitoreo intersticial (MI) o CEI.
- Para las tuberías de succión que no se consideren de “succión segura”, debe realizarse una prueba de estanqueidad cada 3 años o monitorearse mensualmente utilizando el MI o CEI.

### **Conservación de registros e informes:**

- Conserve los resultados de los últimos 12 monitoreos mensuales consecutivos (MI o CEI) y/o la prueba anual de estanqueidad de la línea.
- Conserve los registros de las 3 últimas pruebas anuales del detector de fugas de la línea.
- Para el monitoreo intersticial en las tuberías presurizadas:
  - Conserve los registros de las 3 últimas pruebas anuales del sensor de monitoreo intersticial.
  - Conserve los registros de las 3 últimas pruebas anuales de funcionamiento del MAT.
- Investigue, determine las razones y corrija las causas de cualquier alarma o falla e informe de todas las sospechas de fuga en un plazo de 72 horas.



**Informes**

Usted está obligado a informar a la División cuando su equipo de detección de fugas o método de detección de fugas indique que puede haber una fuga. Cualquier prueba de fugas reprobada, alarma inexplicable o condición de funcionamiento inusual debe investigarse adecuadamente y notificarse a la División en un plazo de 72 horas desde su detección. Un ejemplo de una condición de funcionamiento inusual es el comportamiento errático del equipo surtidor de petróleo, la pérdida repentina de petróleo del sistema de UST, una presencia inexplicable de agua en el tanque o líquido en el espacio intersticial de los sistemas de contención secundaria. Sin embargo, si se determina que el equipo del sistema es defectuoso pero no tiene fugas, se repara o reemplaza de inmediato y el monitoreo adicional dentro de los treinta (30) días no confirma el resultado inicial, no requerirá el informe.

**¿Por qué esto es importante?:**

Es importante informar a tiempo de las fugas para asegurarse de que pueda recibir el reembolso de los fondos en caso de fuga. Deberá presentarse una Solicitud de elegibilidad de fondos a la División en un plazo de noventa (90) días a partir de una sospecha de fuga o en un plazo de sesenta (60) días a partir de una confirmación de fuga. Además, la División realizará una inspección de cumplimiento operativo para determinar el estado de cumplimiento en el momento de la fuga. Se le pedirá que presente los registros que demuestren el cumplimiento operativo. La no presentación de estos registros a la División en la fecha de vencimiento requerida puede resultar en una mayor deducibilidad del fondo. Informar y responder rápidamente a las fugas reduce los costos generales de limpieza y los daños medioambientales y puede ayudar a proteger el valor de su propiedad.

## Capítulo 5 Protección contra la corrosión

Los tanques y tuberías que están en contacto con el suelo y/o el agua deben protegerse de la corrosión u “óxido”. Esto también incluye los componentes metálicos (por ejemplo: conectores flexibles, válvulas, codos y uniones bajo los surtidores o en la parte superior del tanque) que están en contacto con el suelo o el agua. Algunos tipos de tanques subterráneos, como los recubiertos con sustancias no metálicas como la fibra de vidrio o epoxi, no necesitan protección adicional contra la corrosión. Las tuberías no metálicas no requieren de protección adicional contra la corrosión.

Los dos métodos de protección contra la corrosión permitidos para tanques y tuberías metálicas son:

### 1. Sistemas galvánicos

Estos sistemas de protección catódica utilizan ánodos de sacrificio enterrados que se fijan a tanques subterráneos, tuberías o componentes metálicos para protegerlos de la oxidación. Los sistemas galvánicos no suelen ser visibles, ya que los ánodos suelen estar bajo tierra y no hay rectificador. En el caso de los tanques, los ánodos pueden instalarse en la fábrica (como en el tanque sti-P3®) o posteriormente sobre el terreno para proporcionar una protección catódica adicional. En el caso de las tuberías y otros componentes de tuberías metálicas subterráneas, los ánodos suelen instalarse sobre el terreno.

### 2. Sistemas de corriente impresa

Estos sistemas de protección catódica utilizan un rectificador para suministrar corriente al tanque, las tuberías u otros componentes para protegerlos de la oxidación. El rectificador suele estar dentro o fuera de un edificio junto a los tanques. La alimentación eléctrica del rectificador debe ser continua. Los sistemas de protección catódica por corriente impresa siempre se agregan algún tiempo después de la instalación del tanque o las tuberías.

**Nota:** El revestimiento interno del tanque con un sistema de protección catódica puede ser un sistema galvánico o un sistema de protección catódica por corriente impresa. Los tanques revestidos internamente sin protección contra la corrosión externa deben estar permanentemente cerrados.

Los conectores flexibles de acero (u otras secciones de tuberías metálicas) deben protegerse de la corrosión mediante uno de los siguientes métodos:

- Aísle el conector flexible del contacto con el suelo y/o el agua:
  - Instalando una funda protectora en el conector flexible, o
  - Eliminando la suciedad y/o agua en contacto con el conector flexible, o
- Agregando protección catódica (como un sistema de protección catódica galvánica o de corriente impresa) al conector flexible. Si se utiliza esta opción, es necesario realizar pruebas periódicas.

Para más información, consulte el Manual de inspección estandarizada de la División, Capítulo técnico 4.1 de Protección contra la corrosión.

### Requisitos:

- Los sistemas de protección catódica deben funcionar y mantenerse de conformidad con el diseño de un experto en corrosión.
- Pruebe el sistema de protección catódica dentro de los 6 meses siguientes a su instalación o reparación y cada 3 años a partir de entonces.
- Si se agregan o sustituyen ánodos (a menos que se agreguen a un conector flexible), debe realizarse una prueba de estanqueidad entre 3 y 6 meses después de realizar este trabajo.
- Si tiene un rectificador, debe inspeccionarlo cada 60 días para asegurarse de que está encendido y funciona correctamente. Si la salida del rectificador (amperaje y voltaje) ha cambiado en más de un 20 % desde la fecha de la última prueba de corrosión, debe contactarse con un profesional de la corrosión para determinar si el sistema del tanque está protegido contra la corrosión correctamente.
- Los tanques y/o tuberías de acero que no dispongan de protección contra la corrosión deberán cerrarse permanentemente de conformidad con las directrices de la División.
- Si un sistema de protección catódica por corriente impresa ha estado apagado o inoperativo por más de 12 meses, se requiere la aprobación de la División antes de volver a poner en funcionamiento el sistema de UST.
- Los tanques revestidos internamente sin protección adicional contra la corrosión deben cerrarse permanentemente de conformidad con las directrices de la División.

### Conservación de registros:

- Conserve los resultados de las 2 últimas pruebas de protección catódica.
- Conserve los resultados de cualquier prueba de estanqueidad realizada después de agregar o sustituir ánodos.
- Si el lugar dispone de un sistema de protección catódica por corriente impresa:
  - Registre los resultados de la inspección del rectificador a los 60 días en el formulario de Inspección de recorrido de la instalación mensual/anual (CN-2544).
  - Conserve los resultados de las tres últimas inspecciones del rectificador a los 60 días.

## Capítulo 6 Equipo de prevención de derrame

Cualquier tanque que se llene con 25 galones o más a la vez debe tener un equipo de prevención de derrames. El equipo de prevención de derrames debe contener los derrames que puedan producirse cuando la manguera de suministro se desconecta de la tubería de llenado. Los equipos de prevención de derrames suelen denominarse “cubos de derrame” o “depósitos de captación”. No están diseñados para mantener el producto durante largos períodos de tiempo. Los cubos de derrame suelen tener una “vida operativa” más corta que los tanques o las tuberías.

**NOTA:** Algunos cubos de derrame tienen válvulas de drenaje para permitir que el producto se vacíe en el tanque. Cuando el contenido del cubo de derrame se vacía en un tanque, el agua o los escombros recogidos también pueden entrar en el tanque. Las válvulas de drenaje pueden dañarse fácilmente con el tiempo, comprometiendo la integridad del cubo para derrames.

### Requisitos:

#### **Mensualmente:**

- Verifique visualmente si el equipo de prevención de derrame está dañado.
- Retire el líquido o los restos de escombros del equipo de prevención de derrames y elimínelos adecuadamente.
- Verifique si hay obstrucciones en la tubería de llenado y elimínelas.
- Verifique el tapón de llenado para asegurarse de que está bien sujeto a la tubería de llenado y no está en contacto con la tapa del cubo de derrame.
- Para los equipos de prevención de derrames de doble pared con monitoreo intersticial, verifique si hay una fuga en el área intersticial.
- Para los tanques que reciben entregas a intervalos superiores a 30 días, los ítems anteriores pueden verificarse mensualmente o antes de cada entrega.

#### **Cada 3 años:**

- Realice pruebas de integridad del equipo de prevención de derrame.

### Reparaciones y sustituciones

- Si la integridad de un cubo de derrame falla o está visiblemente dañado, puede:
  - Reemplace el cubo de derrame
  - Repare el cubo de derrame solamente de conformidad con las recomendaciones del fabricante
  - Realice pruebas de integridad del cubo de derrame siguiendo la guía de la División o del Instituto de Equipos Petroleros (PEI)-RP1200.
    - Una falla en la prueba de integridad requeriría una reparación o sustitución.
- Debe realizarse una prueba de integridad dentro de los 30 días siguientes a la reparación o sustitución.
- Si se detecta contaminación, notifíquelo como sospecha de fuga en un plazo de 72 horas.

### Conservación de registros:

- Inspecciones mensuales de los dispositivos de prevención de derrame y cubos de derrame registrados en el formulario de Inspección de recorrido de la instalación mensual/anual de la División (CN-2544): UN AÑO.
- Prueba de integridad del dispositivo de prevención de derrame durante 3 años: TRES AÑOS
  - En caso de prueba hidrostática, utilice el formulario CN-1366 de la División.
- Resultados mensuales del monitoreo del equipo de prevención de derrame de doble pared: deben conservarse los registros mientras se utilice este método de monitoreo intersticial.
- Todos los registros de reparaciones y sustituciones junto con los resultados de las pruebas de integridad posteriores

## Capítulo 7 Equipo de prevención de sobrellenado

Cualquier tanque que se llene con 25 galones o más a la vez debe tener un equipo de prevención de sobrellenado. Los dispositivos de prevención de sobrellenado se instalan en los UST para ayudar a prevenir las fugas de producto al medioambiente durante las entregas de producto.

Mientras el sistema de UST se utilice para almacenar petróleo, los propietarios y/u operadores deberán asegurarse de que no se produzcan fugas o sobrellenado al medioambiente. El propietario/operador debe asegurarse de que el volumen disponible en el tanque es mayor que el volumen de petróleo que se va a transferir al tanque antes de que se realice la transferencia y de que la operación de transferencia se supervisa constantemente para evitar el sobrellenado y el derrame.

El equipo de prevención de sobrellenado está diseñado para:

1. Detener el flujo de producto (dispositivo de cierre automático o válvula de aleta), o
2. Reducir el caudal de producto (dispositivo de restricción de caudal o válvula de flotador de bola), o
3. Alertar al personal de entrega antes de que el tanque se llene (alarma sonora/visible de nivel alto)

### DISPOSITIVOS DE CIERRE AUTOMÁTICO

Los dispositivos de cierre automático, a veces denominados “aletas” o “válvulas de aleta”, forman parte integral del conjunto del tubería de caída instalado dentro de la tubería de caída de llenado del tanque. Están diseñados para restringir inicial y posteriormente cerrar por completo el flujo de producto durante las entregas cuando el nivel de producto ha alcanzado los niveles predeterminados durante una entrega. Las válvulas de cierre automáticas deben estar bien colocadas y funcionar libremente para controlar el caudal y evitar el sobrellenado del tanque.

Todos los dispositivos de cierre automático por sobrellenado deben “cerrar” el suministro de combustible al 95 %. Cada fabricante puede tener un ajuste de “restricción” diferente en función del diseño del equipo. Este nivel de restricción inicial se activa primero para limitar sustancialmente el caudal del producto antes del establecer el cierre real al 95 %. Esto permite que parte del producto restante en la manguera de suministro se vacíe en el tanque antes de que este alcance el 95 % del volumen y se produzca la activación del cierre.

### DISPOSITIVOS DE RESTRICCIÓN DE CAUDAL

Los dispositivos de restricción de caudal, a veces denominados válvulas de flotador de bola, se encuentran en el interior del tanque, en las tuberías de ventilación. A medida que el tanque se llena, la bola de la válvula se eleva, restringiendo el flujo de vapores fuera del tanque. El caudal disminuye y avisa al repartidor para que detenga el reparto. Estos dispositivos deben restringir el caudal cuando el tanque esté lleno al 90 %. Las válvulas de flotador de bola no se ven fácilmente. Los registros de la instalación pueden indicar si un tanque tiene este dispositivo o el contratista que instaló los tanques puede saber si están presentes. Las válvulas de flotador de bola pueden no utilizarse en todas las solicitudes de tanques.

Las válvulas de flotador de bola no pueden utilizarse para prevenir el sobrellenado:

- Con los sistemas de tuberías de succión
- Con las entregas presurizadas
- En los tanques con llenado remoto
- En los tanques de generadores de emergencia con sistemas de succión

- En los tanques con recuperación de vapor coaxial de Etapa I, a menos que se instalen los accesorios de suministro adecuados.

#### ALARMA SONORA/VISIBLE DE NIVEL ALTO

Las alarmas sonoras/visibles de nivel alto, a veces denominadas alarmas de sobrellenado, avisan de forma sonora y/o visible al repartidor que realiza el suministro de combustible si el nivel de producto en el UST alcanza el 90 % durante un suministro. Suelen formar parte integral del sistema de medición automática de tanques (MAT). Una alarma de sobrellenado no detiene ni restringe el caudal de producto.

También debe colocarse un dispositivo exterior cerca del lugar de entrega del combustible, ya sea en el tanque o en el lugar de llenado remoto, para alertar al operador de transferencia mediante métodos visuales y/o sonoros cuando el volumen del tanque haya alcanzado el nivel programado del 90 %.

#### Requisitos y conservación de registros:

- Realice una prueba de funcionamiento del equipo de prevención de sobrellenado cada TRES AÑOS
- Conserve los registros de las pruebas de funcionamiento del equipo de prevención de sobrellenado (CN-2584) durante TRES AÑOS
- Conserve los registros de reparaciones y sustituciones junto con los resultados de las pruebas de funcionamiento durante TRES AÑOS
- **Las válvulas de flotador de bola no se pueden instalar, reparar ni sustituir. Debe instalarse otro tipo de dispositivo de prevención de sobrellenado.**

## Capítulo 8 Surtidores de combustible para motor

Todos los nuevos surtidores de combustible para motores están obligados a tener una contención debajo del surtidor (CDS). El CDS ayuda a contener las fugas. El CDS debe ser hermético a los líquidos, compatible con el producto y accesible para una inspección visual. Cuando se sustituye un surtidor y el equipo de conexión (por debajo de la válvula de impacto/corte en sistemas presurizados o de la válvula de verificación de unión en sistemas de succión), se requiere el CDS.

Independientemente de la presencia del CDS, todos los surtidores deben inspeccionarse trimestralmente para detectar cualquier goteo o filtraciones del filtro o de las tuberías situadas debajo del surtidor, con el fin de asegurar que no se han producido fugas. Estas inspecciones son importantes para abordar eficazmente cualquier fuga que pueda producirse en el área de los surtidores y que no esté monitoreado por el equipo de detección de fugas. Estas inspecciones trimestrales deben registrarse en el formulario de Inspección de recorrido de las instalaciones mensual/anual de la División (CN-2544).

Considere que otros organismos, incluido el Departamento de Agricultura, y las autoridades locales o estatales responsables de la contaminación atmosférica tienen requisitos reglamentarios para el funcionamiento de los surtidores. Si necesita ayuda, contáctese con Asistencia a empresas pequeñas llamando al (615) 532-8013 o 1-800-734-3619 o por correo electrónico [BGSPPEAP@tn.gov](mailto:BGSPPEAP@tn.gov).

<https://www.tn.gov/environment/program-areas/sbeap-small-business-environmental-assistance.html>



## Capítulo 9 Inspecciones de recorrido de mantenimiento y funcionamiento

Para operar y mantener correctamente los sistemas de UST, los propietarios y/u operadores deben realizar inspecciones de recorrido periódicas. Estas inspecciones están diseñadas para ayudar a conservar los registros de cumplimiento de mantenimiento, cumplimiento de equipo y prevenir las fugas de petróleo. Estas inspecciones deben registrarse en el formulario de Inspección de recorrido de la instalación mensual/anual de la División (CN-2544). Hay dos períodos de inspecciones obligatorias: mensual y anual.

### Requisitos:

#### **Mensualmente:**

Equipo de prevención de derrame:

- Verificar visualmente si hay daños.
- Retirar el líquido o los escombros y desecharlos adecuadamente.
- Verificar si hay obstrucciones en la tubería de llenado y eliminarlas.
- Verificar el tapón de llenado para asegurarse de que está bien sujeto a la tubería de llenado y no está en contacto con la tapa del cubo de derrame.
- Para los equipos de prevención de derrames de doble pared con monitoreo intersticial, verificar si hay una fuga en el área intersticial.
- Para los tanques que reciben entregas a intervalos superiores a 30 días, los ítems anteriores pueden verificarse mensualmente o antes de cada entrega.

Equipo de detección de fuga:

- Verificar para asegurarse que el equipo de detección de fugas funcione sin alarmas u otras condiciones de funcionamiento inusuales presentes; y
- Asegurarse de que los registros de pruebas de detección de fugas están revisados y actualizados.

#### **ANUALMENTE:**

Sumideros de contención:

- Verificar visualmente si hay daños, fugas al área de contención o fugas al medioambiente.
- Remover el líquido (en sumideros de contención) o escombros.
- Para sumideros de doble pared con monitoreo intersticial, verificar si hay una fuga en el área intersticial.

Equipo de detección de fuga portátil:

- Verificar el funcionamiento y la utilidad de los dispositivos tales como las varillas de medición de los tanques o los achicadores de aguas subterráneas.

### Conservación de registros:

Los formularios de Inspección de recorrido de la instalación mensual/anual deben conservarse por 1 año

- Los registros deben incluir:
  - Una lista de cada área verificada,
  - Si cada área verificada era aceptable o requería la adopción de medidas,

- Una descripción de las medidas adoptadas para corregir el problema, y
- Los registros de entrega si el equipo de prevención de derrame se verifica con una frecuencia menor a 30 días debido a la poca frecuencia de las entregas.

## Capítulo 10 Temporalmente fuera de servicio

Cuando un tanque está en funcionamiento, se registra como *Actualmente en uso* (CIU). Sin embargo, hay ocasiones en las que puede ser necesario dejar los tanques fuera de servicio durante un período de tiempo breve o prolongado (por ejemplo; actividades de construcción, cambio de propietario, impactos relacionados con las condiciones meteorológicas, uso estacional, etc.). Esto se considera un cambio de estado de CIU a *Temporalmente fuera de servicio* (TOS). Debe notificarse a la División de cualquier cambio en el estado de los tanques en una instalación de UST de petróleo. En el Manual de inspección estandarizada de la División, Capítulo técnico 2.4 de Sistema de UST fuera de servicio se encuentra una descripción más detallada de los requisitos.

### Requisitos de TOS:

- Envíe un formulario de notificación CN-1260 enmendado en un plazo de 30 días a partir del cambio de estado.
- Los sistemas de protección catódica deben permanecer operativos y seguir siendo monitoreados y probados.
- Si el período temporal fuera de servicio es mayor a tres meses, todas las demás tuberías, bombas, bocas de acceso y equipos auxiliares deberán cerrarse con tapón y asegurarlos.
- Los conductos de ventilación deben permanecer abiertos.
- Si el tanque contiene más de una pulgada de residuos debe realizarse una detección de fugas.
- Debe instalarse un equipo de derrame y sobrellenado.
- Si el tanque contiene más de una pulgada de residuos, es necesario probar el dispositivo de derrame y sobrellenado durante tres años

**NOTA:** Es una buena idea vaciar el tanque hasta no más de una pulgada de residuo porque la detección de fugas y las pruebas trienales del equipo de derrame y sobrellenado no son necesarias.

### Para volver los tanques de TOS a CIU:

- Envíe un formulario de notificación CN-1260 enmendado en un plazo de 30 días a partir del cambio de estado.
- Asegúrese que todas las pruebas y monitoreos aplicables estén completos y actualizados
- Se aplican todos los requisitos de cumplimiento operativo

Trate cualquier fuga procedente de un sistema cerrado temporalmente igual que lo haría con un sistema en uso.

## Capítulo 11 Cierre de sistemas de UST

Si planea cerrar sus tanques y/o tuberías, complete una Solicitud de cierre permanente de tanques de almacenamiento subterráneo (CN-0928) y preséntela a la oficina de campo correspondiente para su evaluación y aprobación. Una vez aprobada la solicitud, dispone de un año para completar el cierre de conformidad con los requisitos de la División. Una vez finalizado el cierre, deberá presentar un Informe de cierre permanente (CN-0927) que incluya el formulario de Notificación de la División (CN-1260). Para más información, acceda a este enlace:

<https://www.tn.gov/environment/program-areas/ust-underground-storage-tanks/closure.html>.

## Capítulo 12 Reparaciones y sustituciones

Puede ser necesario realizar reparaciones en los sistemas de UST o sustituir los equipos periódicamente. A continuación se describen los requisitos mínimos de reparación, sustitución, pruebas y conservación de registros.

### REPARACIONES:

Las reparaciones de tanques y tuberías deben realizarse de conformidad con lo siguiente:

- La integridad estructural de los tanques de acero deben evaluarse de acuerdo con las prácticas reconocidas a nivel nacional, como [American Petroleum Institute](#) (API) RP 1631, [National Leak Prevention Association](#) (NLPA) 631, o [Steel Tank Institute](#) (STI) SP 131.
- Para los tanques y tuberías de fibra de vidrio:
  - Las reparaciones de los tanques de fibra de vidrio pueden realizarlas el representante del fabricante o de acuerdo con las especificaciones del fabricante.
  - Las tuberías y accesorios de fibra de vidrio pueden repararse de acuerdo con las especificaciones del fabricante.
- Solamente se podrán realizar reparaciones si lo permite el fabricante del cubo de derrame.
- Las reparaciones de los sumideros de contención solamente podrán realizarse de conformidad con las prácticas reconocidas a nivel nacional, como el Estándar 823 de la KWA de [NLPA](#).
- Los componentes utilizados para reparar cualquier componente del sistema de UST deben ser compatibles con la sustancia almacenada. Consulte la [Herramienta de compatibilidad de combustibles](#) de Underwriter Laboratories (UL) para determinar la compatibilidad de los componentes.

### REEMPLAZO:

- Los tramos de tuberías y accesorios metálicos que hayan fallado debido a la corrosión deben ser sustituidos.
- Si la protección catódica por corriente impresa ha estado apagada o inoperativa por más de 12 meses, se requiere la aprobación de la División antes de volver a poner en funcionamiento el sistema de UST.
- Todas las sustituciones de tuberías dispondrán de contención secundaria con monitoreo intersticial.
- Cuando se sustituya un surtidor, si hay que cambiar alguno de los equipos de conexión, deberá instalarse una contención debajo del surtidor (CDS) con monitoreo intersticial.

### PRUEBAS, CONSERVACIÓN DE REGISTROS E INFORMES

- La parte reparada se monitorea mensualmente para probar si hay fugas o se realizan pruebas de estanqueidad en los 30 días después de la reparación o sustitución.
- Las pruebas de integridad son obligatorias para la contención secundaria a los 30 días después de la reparación.
- Asegurarse de que utilizan contratistas cualificados familiarizados con los sistemas de UST y los equipos.
- Deben realizarse las reparaciones de los sistemas de UST para evitar las fugas durante toda la vida operativa del sistema de UST.
- Los registros de todas las reparaciones deben conservarse durante el resto de la vida operativa del sistema de UST.
- Notifique a la División en un plazo de 24 horas cualquier reparación o sustitución de tanques o tuberías.

La División debe autorizar con anterioridad todas las reparaciones de tuberías. **Las solicitudes de autorización**

**de la División para la reparación de tuberías deberán enviarse por escrito y ser aprobadas antes de realizar los trabajos.**

## Capítulo 13 Combustibles combinados

Antes de poner en servicio un sistema de UST diseñado para almacenar combustibles combinados con etanol superiores al 10 % de etanol o una mezcla superior al 20 % de biodiésel, los propietarios de los tanques deben cumplir y presentar una Lista de verificación de compatibilidad de equipos (CN-1285) y una Declaración de compatibilidad (CN-1283) indicando que los componentes del sistema de UST serán compatibles con el producto almacenado.

Los combustibles combinados con etanol se designan por la cantidad de etanol que contienen. Un combustible etiquetado como E-85 contiene 85 % de alcohol etílico y 15 % de gasolina. E-10 contiene solamente 10 % de alcohol etílico y 90 % de gasolina. Las mezclas de biodiésel se designan por la cantidad de biodiésel que contiene el combustible. Un combustible etiquetado como B-20 contiene 20 % de biodiésel y 80 % de diésel. Con todo el interés que despiertan los combustibles alternativos, es importante recordar que no todos los componentes de la mayoría de los sistemas de UST diseñados para contener y dispensar productos petrolíferos pueden ser compatibles con los combustibles alternativos.

La División se encarga del almacenamiento seguro de los productos derivados del petróleo (T.C.A. § 68-215-102), que incluye los combustibles combinados, según la definición reglamentaria de petróleo. Los sistemas de UST que almacenan combustibles combinados están sujetos a todos los requisitos de los UST. A la División le preocupa la compatibilidad de los combustibles combinados con los componentes de los sistemas de UST diseñados para almacenar porcentajes mucho más elevados de petróleo. Los componentes del sistema de UST pueden verse afectados negativamente por la interacción con los combustibles combinados.

### Opciones de surtidores

Los surtidores son un componente crítico del sistema de combustible de los UST. Los fabricantes de surtidores venden dispensadores que certifican como totalmente compatibles con los combustibles combinados. Esta es la opción que la División recomienda utilizar con combustibles combinados.

Si el propietario de un tanque desea utilizar un surtidor existente con combustibles combinados, el instalador debe certificar que todos los componentes del surtidor enumerados en la Sección 2 de la Lista de verificación de compatibilidad de equipos de etanol (CN-1285) están certificados por el fabricante o que tienen la marca UL como compatibles con el combustible combinado, para completar la lista de verificación. Si todos los componentes están marcados con "Sí", el surtidor se considera como compatible para los combustibles combinados.

Si alguno de los componentes de la lista no se puede verificar, ya sea con la marca UL o que esté certificado por el fabricante como compatible, entonces el surtidor no se considera compatible con los combustibles combinados electrónicamente. Los surtidores que no estén certificados por el fabricante o marcados UL como compatibles con el combustible combinado electrónicamente deben inspeccionarse diariamente para detectar fugas o fallas del equipo utilizando el Formulario de Inspección diaria de surtidores (CN-1284). Debe utilizarse un formulario por cada surtidor o MPD (surtidor multiproducto) conectado a un tanque de combustible combinado. Estos registros deben conservarse en el lugar durante un año.

Para más información sobre Combustibles alternativos, visite el sitio web de la EPA: <https://www.epa.gov/ust/emerging-fuels-and-underground-storage-tanks-usts#tab-1>.

## Capítulo 14 Otros programas regulatorios relacionados

Las Instalaciones de distribución de gasolina (GDF) se ven afectadas principalmente por las reglas medioambientales del Control de la contaminación atmosférica (APC) y los Tanques de almacenamiento subterráneo (UST). Dependiendo del trabajo específico que se realice en su instalación, determinados permisos y requisitos de la División de Recursos Hídricos (DWR) o de la División de Saneamiento (Remediación) también puede afectar a su instalación. Las reglas APC abarcan las mejores prácticas de gestión y Monitoreo de vapor de la Etapa I. Las reglas de UST cubren desde la instalación hasta la retirada de los tanques de almacenamiento subterráneo. Esto incluye los tipos de pruebas y registros necesarios durante la vida operativa del tanque. Los permisos de la DWR suelen ser necesarios para la construcción o actividades que afecten al agua de algún modo. El saneamiento está estrechamente vinculado al UST y DWR en caso de que sea necesaria una limpieza.

Puede obtenerse más información en el Programa de asistencia ambiental para pequeñas empresas del TDEC en la siguiente dirección: <https://www.tn.gov/content/tn/environment/program-areas/sbeap-small-business-environmental-assistance/permit-by-rule.html>. Si la instalación se encuentra en los condados de Davidson, Hamilton, Knox o Shelby, póngase en contacto con el programa local de control de contaminación atmosférica de ese condado para informarse acerca de los requisitos de autorización de aire.

A continuación se indican otros programas con los que puede ser necesario contactarse para conocer los requisitos específicos:

- División de Servicios al Consumidor y la Industria del Departamento de Agricultura de Tennessee (Sección de pesos y medidas)
- Departamento de Hacienda de Tennessee
- Departamento Local de Bomberos, códigos u otros organismos municipales