

Instalación de unidades de recuperación de vapor en tanques de almacenamiento



Sumario

Existen alrededor de 500,000 tanques de almacenamiento de crudo en los Estados Unidos. Se utilizan para almacenar petróleo por períodos cortos de tiempo a fin de estabilizar el flujo entre los pozos de producción y la línea o los camiones cisterna. Además de esto, también suelen dirigirse a esos tanques los líquidos condensados del gas, que se capturan por medio de filtros/coalescentes eliminadores de humedad ubicado en las tuberías, antes de la primera estación compresora. Durante el almacenamiento, los hidrocarburos livianos disueltos en el crudo o condensado—incluyendo metano y otros compuestos orgánicos volátiles (VOC), líquidos de gas natural (NGLs) contaminantes peligrosos del aire (HAP) y algunos gases inertes—se vaporizan y acumulan en el espacio entre el líquido y el techo del tanque. Debido a que el nivel del líquido en el tanque fluctúa, a estos vapores con frecuencia se los vetea hacia la atmósfera.

Una manera de evitar las emisiones de estos vapores livianos y de lograr ahorros significativos es instalar unidades de recuperación de vapor (URVs) en los tanques de almacenamiento. Las URVs son sistemas relativamente simples que pueden capturar alrededor del 95 % de los vapores ricos en Btu ya sea para su venta o para ser usados como combustible en el sitio. Actualmente hay alrededor de 7,000 a 9,000 URVs en el sector de producción, con un promedio de cuatro tanques conectados a cada URV.

Los socios de Natural Gas STAR han podido generar ahorros sustanciales a partir de recuperar y vender estos

vapores, reduciendo al mismo tiempo las emisiones de metano y de HAP. Han descubierto que, cuando el volumen de los vapores es suficiente, la instalación de una URV en uno o varios tanques puede ahorrar hasta \$ 606,800 por año y un retorno hasta en dos meses. Este estudio de Lecciones Aprendidas describe cómo los socios pueden identificar cuándo instalar una URV para lograr los beneficios descriptos.

Fundamentos tecnológicos

El crudo bajo tierra contiene muchos hidrocarburos livianos disueltos. Cuando se lo trae a la superficie y se lo procesa, muchos de ellos (así como el agua) son retirados por medio de una serie de separadores de alta y baja presión. El crudo se almacena en un tanque a la espera de su venta y transporte; los hidrocarburos que quedan en el petróleo son liberados como vapores dentro del tanque. Los mismos principios se aplican a los condensados, que se acumulan como resultado de las condiciones dentro de las tuberías, y se separan antes de la primera estación compresora. El condensado recuperado, que contiene hidrocarburos livianos disueltos, es dirigido a un tanque donde se liberan como vapores. Los mismos son venteados, quemados o recuperados por URVs. Las pérdidas de los hidrocarburos remanentes más livianos se categorizan de tres maneras:

- ★ Pérdidas instantáneas (flashing): cuando el separador o tratador de calor, que opera a aproximadamente 35 psi vierte petróleo dentro de los tanques, que se encuentran a presión atmosférica.

Beneficios económicos y ambientales

Método para reducir pérdidas de gas natural	Volumen de ahorro de gas (Mcf/año)	Valor de los ahorros de gas natural (\$/año) ¹			Costo de implementación (\$)	Otros costos (\$)	Retorno (meses)		
		\$3 por Mcf	\$5 por Mcf	\$7 por Mcf			\$3 por Mcf	\$5 por Mcf	\$7 por Mcf
Instalación de URVs en tanques de almacenamiento de producción	4,900—96,000	\$13,965—\$273,600	\$23,275—\$456,000	\$32,585—\$638,400	\$35,738—\$103,959	\$7,367—\$16,839	6—37	4—23	3—16

¹ Asume que el 95% del volumen anual del gas perdido puede ser recuperado utilizando una URV.

Instalación de unidades de recuperación de vapores (URVs) en tanques de almacenamiento

(Continuación)

- ★ Pérdidas operacionales: se refieren al vapor liberado por los cambios en el nivel de fluido y la agitación del contenido cuando se agrega nuevo petróleo.
- ★ Pérdidas por reposo: ocurren con los cambios de temperatura diarios o estacionales.

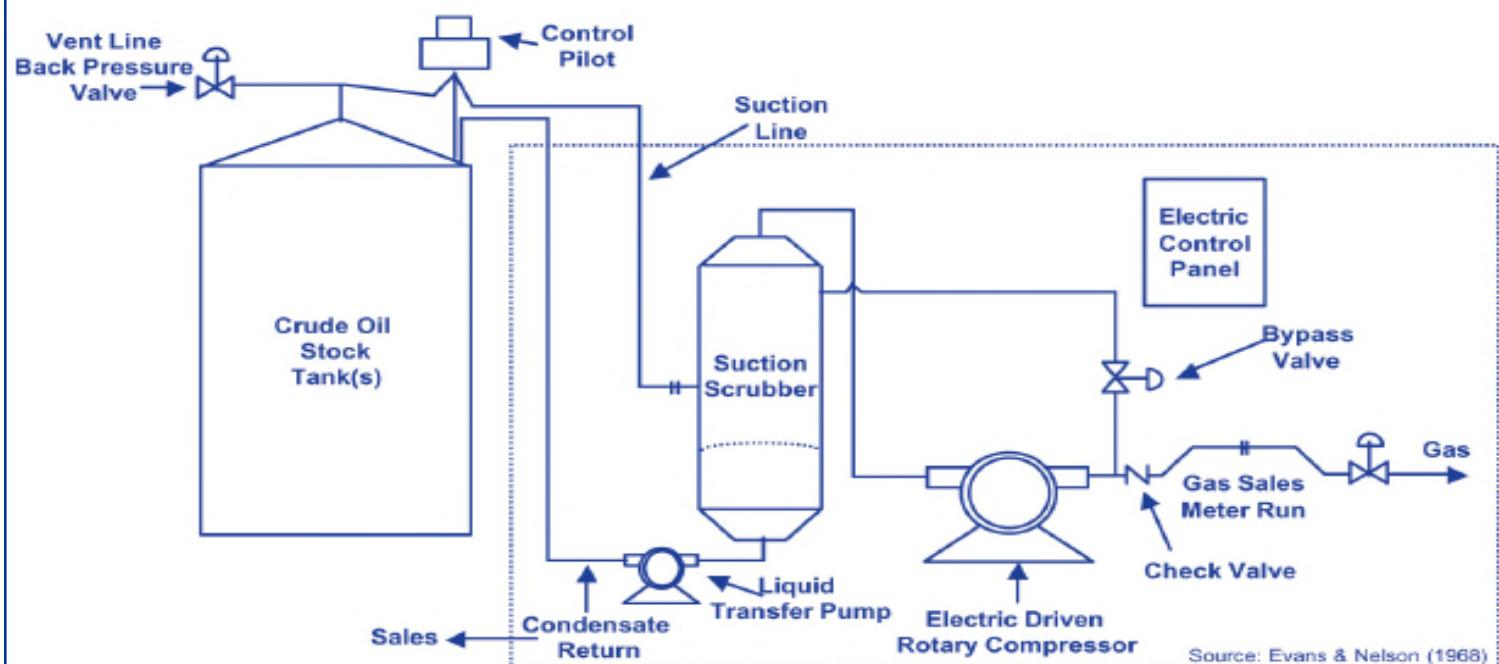
El volumen de vapor de gas que sale de un tanque de almacenamiento depende de muchos factores. Los crudos más livianos (gravedad API >36°) generan más vapores que los crudos más pesados (gravedad API <36°). En aquellos tanques en los cuales se circula petróleo frecuentemente y la producción general es alta, se liberarán más “vapores operacionales” que en tanques con una carga baja y donde se almacene el petróleo por más tiempo y se le permita “reposar”. Finalmente, la temperatura de trabajo y la presión del petróleo al ingresar al tanque, afectarán la liberación instantánea de gases.

La composición de estos vapores varía, pero el componente principal es metano (entre 40 y 60%). Otros componentes incluyen compuestos más complejos tales como propano, butano y etano; gases naturales inertes tales como nitrógeno y dióxido de carbono; y HAPs tales como benceno, tolueno, etil-benceno y xileno (se los conoce en forma colectiva como BTEX).

Las URVs pueden recuperar más del 95 % de las emisiones de hidrocarburos que se acumulan en los tanques. Debido a que los vapores recuperados contienen líquidos de gas natural (incluso luego de que los condensados hayan sido capturados por el separador (scrubber) de succión), tienen un contenido de Btu más alto que el gas natural de la línea de ventas (entre 950 y 1100 Btu por pie cúbico estándar (scf)). Dependiendo del volumen de NGLs en los vapores, el contenido de Btu puede ser tan alto como 2000 Btu por scf. En consecuencia, sobre una base volumétrica, los vapores recuperados pueden ser más valiosos que el metano solo.

La Ilustración 1 muestra una URV instalada en un solo tanque de almacenamiento (también es común la instalación en más de un tanque). Se extraen los vapores del tanque a baja presión, normalmente entre 4 onzas y 2 psi, y se los envía primero a un separador (depurador de succión) para juntar cualquier líquido que se condense. Los líquidos suelen volver al tanque. Desde el separador, los vapores fluyen a través de un compresor que proporciona succión a baja presión para el sistema URV. (Para impedir la creación de vacío en la parte superior del tanque al extraer el petróleo y caer el nivel, las URV se encuentran equipadas con un control piloto que apaga el compresor y permite que los vapores vuelvan a fluir al tanque.) Los vapores se miden entonces y se retiran del sistema URV para su venta o uso en la locación.

Ilustración 1: Sistema de recuperación de vapor en un tanque estándar



Instalación de unidades de recuperación de vapores (URVs) en tanques de almacenamiento

(Continuación)

Beneficios económicos y ambientales

Las URVs pueden proporcionar beneficios económicos y ambientales significativos a los productores de petróleo y gas. Los gases originados en el crudo o condensados y capturados por las URVs pueden venderse con un buen margen o utilizarse en las operaciones de las instalaciones. Estos vapores recuperados pueden ser:

- ★ Enviados a tuberías colectoras de gas natural para su venta premium como gas natural de alto Btu.
- ★ Usados como combustible para las operaciones en el lugar.
- ★ Enviados a una unidad separadora (stripper) para separar los NGLs y el metano cuando el volumen y precio de los NGLs sea atractivo.

Las URVs también capturan HAPs y, en los Estados Unidos, pueden reducir las emisiones del operador por debajo de los niveles especificados en el Título V de la Ley del Aire Limpio. Por medio de la captura del metano, las URVs también reducen las emisiones de un potente gas de efecto invernadero.

Proceso de decisiones

Las compañías que utilicen tanques de techo fijo pueden evaluar la conveniencia económica de las URVs siguiendo cinco pasos fáciles.

Paso 1: Identificar posibles ubicaciones para la instalación de las URVs.

Virtualmente cualquier batería de tanques es un sitio potencial para una URV. Las claves para que estos proyectos sean exitosos son una fuente continua y una adecuada cantidad de vapores de crudo o condensados, junto con una salida económica para el producto recolectado. El volumen potencial de vapores dependerá de la constitución del petróleo o condensado y del rango de flujo a través de los tanques. Los costos de las tuberías para retirar los vapores del sitio deben ser considerados al elegir ubicaciones para la instalación de las URVs.

Cinco pasos para evaluar la conveniencia de las URVs:

1. Identificar posibles ubicaciones;
2. Cuantificar el volumen de las emisiones de vapor;
3. Determinar el valor de las emisiones recuperadas;
4. Determinar el costo de un proyecto de URV; y
5. Evaluar la economía del proyecto URV.

Paso 2: Cuantificar el volumen de las emisiones.

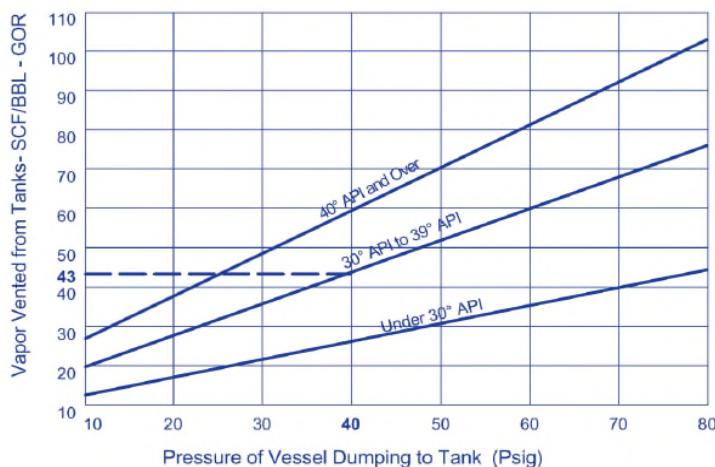
Las emisiones pueden ser medidas o estimadas. Puede usarse un medidor a placa de orificio y un manómetro medidor de presión para medir los promedios de emisiones máximos dado que se usa el promedio máximo para evaluar una URV. Los medidores con placa de orificio, sin embargo, pueden no ser adecuados para medir volúmenes totales a lo largo del tiempo debido a las bajas presiones de los tanques. El calcular las emisiones totales de vapor en un tanque puede ser complicado debido a que muchos factores afectan la cantidad de gas que será liberado de un tanque, incluyendo:

1. Presión y temperatura operativa del separador que vierte el petróleo al tanque y la presión en el tanque;
2. Composición del petróleo y gravedad API;
3. Características operativas del tanque (por ejemplo, caudal, capacidad del tanque)
4. Temperatura del ambiente.

Existen dos enfoques para estimar la cantidad de emisiones de vapor de los tanques. Ambos usan el promedio de la relación gas-petróleo (GOR) a una temperatura y presión dadas y se expresan en pie cúbico estándar por barril (scf por bbl).

El primer enfoque analiza la gravedad API y la presión del separador para determinar el GOR (Il. 2). Estas curvas se construyeron usando datos empíricos de estudios de laboratorio y mediciones en el campo. Como se ilustra, el gráfico puede usarse para aproximar las emisiones

Ilustración 2: Volumen estimado de los vapores del tanque



Instalación de unidades de recuperación de vapores (URVs) en tanques de almacenamiento

(Continuación)

potenciales totales de un barril de petróleo. Por ejemplo, dada una cierta gravedad API (por ej. 38°) y una presión de llenado (por ej. 40 psi) puede estimarse el volumen total por barril (por ej. 43 scf por bbl). Una vez que se calculan las emisiones por barril, las emisiones totales del tanque pueden calcularse multiplicando el estimado por barril por el total de petróleo circulado en el tanque. Continuando con el ejemplo anterior, asumiendo una capacidad de 1,000 barriles por día (bbl por día), las emisiones totales se estimarían en 43 Mcfd (Il. 3).

Ilustración 3: Cantidad (Q) de emisiones de vapores de hidrocarburos

Dado:

Gravedad API = 38°

Presión del separador = 40 psi

Petróleo circulado = 1,000 bbl/día

Promedio de emisiones de vapor = 43 scf/bbl (de Il. 2)

$$Q = 43 \text{ scf/bbl} \times 1,000 \text{ bbls/day} = 43 \text{ Mcfd}$$

El inconveniente de este enfoque es que no genera información acerca de la composición de los vapores emitidos. En particular, no puede distinguir entre VOC y HAP, lo que puede ser importante a la hora de monitorear la calidad del aire, así como de determinar el valor de los vapores emitidos.

El segundo enfoque es utilizar el software E&P Tank versión 2.0. Esta es la versión modificada del software anterior; el API ha introducido varios cambios en este modelo que lo hacen más amigable. Los socios del programa Natural Gas STAR lo han recomendado como la mejor herramienta disponible para calcular las emisiones en baterías de tanques. Desarrollado entre el API y el Instituto de Investigación del Gas (actualmente el Instituto de Tecnología del Gas), este software estima las emisiones de las tres fuentes—"flashing", operacionales, y por tiempo de reposo; utilizando cálculos termodinámicos para las pérdidas instantáneas ("flashing") y un modelo de simulación para tanques con techo fijo para las pérdidas operacionales, y de reposo. El operador debe poseer diversa información antes de usar el software E&P Tank, incluyendo:

1. Presión y temperatura del separador.
2. Composición del petróleo en el separador.
3. Presión de referencia.

4. Presión de vapor Reid del petróleo a venta.
5. Promedio de producción de petróleo a venta.
6. Gravedad API del petróleo a venta.

El E&P Tank también permite que los operadores ingresen información detallada de las condiciones operacionales, lo cual ayuda a refinar las estimaciones de las emisiones. Con datos adicionales como las medidas y forma del tanque, temperaturas internas y del ambiente, el software puede producir estimaciones más precisas. Esta flexibilidad en el diseño del modelo permite que los usuarios lo empleen para ajustarse a la información disponible, debido a que la composición del petróleo en el separador es un dato clave en el modelo, el programa incluye un protocolo detallado de muestreo y análisis del petróleo en el separador. También se están desarrollando versiones para estimar las pérdidas por emisiones en tanques de agua de producción.

Paso 3: Determinar el valor de las emisiones recuperadas

El valor de los vapores recuperados de una URV y aceptado por los productores depende de cómo se utilicen.

1. Utilizar los vapores recuperados en el sitio como combustible, da un valor equivalente al combustible comprado que no se utilice—típicamente gas natural.
2. Enviar por tuberías los vapores (NGL—metano enriquecido) a una colectora de gas natural da un precio que refleja el mayor contenido de Btu por Mcf de vapor.
3. Enviar por tuberías los vapores a una planta procesadora que separe los NGL y re-venda los NGL y el metano separadamente, debería también capturar el contenido completo de Btu de los vapores. La Il. 4 muestra un método de cálculo del valor de los vapores recuperados usando un precio promedio de \$7 por Mcf (para gas natural de 1,000 Btu por scf). Cuando el

Contenido de metano del gas natural

El contenido promedio de gas natural varía según el sector de la industria. El Programa Natural Gas STAR asume el siguiente contenido de metano en el gas natural al estimar ahorros para Oportunidades Reportadas de los Socios.

Producción	79 %
Procesamiento	87 %
Transporte y distribución	94 %

Instalación de unidades de recuperación de vapores (URVs) en tanques de almacenamiento

(Continuación)

contenido de Btu de los vapores es más alto, el precio por Mcf sería más alto.

Ilustración 4: Valor de los vapores recuperados

$$R = Q \times P$$

R = El ingreso bruto

Q = Promedio de recuperación de vapor (Mcf/día)

P = Precio del gas natural

Calcule:

Q = 41 Mcfd (95% de 43 de la Il. 3)

P = \$7/Mcf

R = 41 Mcfd x \$7/Mcf =

\$287/día

\$8,800/mes

\$105,600/año

Índices de precios Nelson

A fin de considerar la inflación en equipos y costos de operación y mantenimiento, los índices Nelson-Farrar Quarterly Cost Indexes (disponibles en el primer número de cada trimestre en la *Oil and Gas Journal*) se usan para actualizar costos en los documentos de Lecciones Aprendidas.

El índice “Refinery Operation Index” se usa para revisar los costos operacionales en tanto que el “Machinery: Oilfield Itemized Refining Cost Index” se usa para actualizar costos de equipos.

Para usarlos, busque el índice más actual de Nelson-Farrar, divídalo por el de febrero de 2006 y finalmente multiplíquelo por los costos adecuados en las Lecciones Aprendidas.

Paso 4: Determinar el costo de un proyecto URV

Los elementos más onerosos de las URV son los costos del equipo inicial, los de instalación, y los de operación.

Los sistemas URV son construidos por varios fabricantes. Los costos de equipo son determinados en su mayoría por la capacidad de volumen de la unidad; la presión en la tubería de venta; el número de tanques en la batería, la capacidad y tipo del compresor; y el grado de automatización. Los componentes principales de una URV son el separador de succión, el compresor y la unidad de control automatizada. La medición de gas es un gasto adicional en la mayoría de las unidades. En la Il. 5 se muestran los precios para URVs típicas y los costos relacionados.

Al estimar la capacidad de una URV, se suele duplicar el volumen diario promedio para evaluar el promedio máximo de emisiones. De esta manera, a fin de procesar 43 Mcfd de vapor (Il. 3), se debe seleccionar una unidad que pueda procesar por lo menos 86 Mcfd.

Socios del programa Natural Gas STAR que han instalado URVs y los fabricantes de URVs, informan que los costos de instalación pueden sumar tanto como el 50 o 100 por ciento del costo inicial de la unidad. Los costos de instalación pueden variar enormemente dependiendo de la ubicación (en sitios remotos serán más altos) y del número de tanques (se necesitarán sistemas de URV más grandes para varios tanques). Los gastos de transporte, preparación del sitio y construcción de la estructura para

Ilustración 5: Capacidades y Costos de las unidades de recuperación de vapor

Capacidad de diseño ¹ (Mcfd)	HP del compresor ²	Costos de capital ³ (\$)	Costos de instalación ³	Costos O&M (\$/año)
25	5–10	20,421	10,207–204,21	7,367
50	10–15	26,327	13,164–263,27	8,419
100	15–25	31,728	15,864–31,728	10,103
200	30–50	42,529	21,264–42,529	11,787
500	60–80	59,405	29,703–59,405	16,839

¹ Asume que la capacidad de diseño es el doble del promedio de recuperación de vapor..

² Asume que la descarga del compresor es 100 psi o menos línea a venta o sistema de gas combustible.

³ Información de costos brindada por los socios Natural Gas STAR y los fabricantes de URV.

Instalación de unidades de recuperación de vapores (URVs) en tanques de almacenamiento

(Continuación)

el alojamiento de la URV (protección contra el frío) y equipamiento suplementario (para operaciones remotas) también deben ser considerados para estimar los costos de instalación.

Los gastos de operación y mantenimiento (O&M) varían con la ubicación de la URV (los sitios en climas extremos experimentan más desgaste), costos de electricidad, y el tipo de petróleo producido. Por ejemplo, los crudos parafínicos pueden taponar la URV y requerir más mantenimiento.

Paso 5: Evaluar la economía de un proyecto URV

El instalar una URV puede ser muy ventajoso, dependiendo del valor de los vapores recuperados en el mercado local. La Il. 6 calcula el retorno simple y la tasa interna de retorno (TIR) para las capacidades y costos de URVs listadas en la Il. 5. Usando un estimado valor de los vapores recuperados de \$7 por Mcf, los retornos

potenciales son atractivos, particularmente para las unidades más grandes.

Al estimar la rentabilidad de una URV el precio del gas puede influenciar el proceso de toma de decisiones; en consecuencia, es importante re-examinar la misma, en función de los precios del gas. La Il. 7 muestra un análisis económico de la instalación de una URV de 100 Mcfd a diferentes precios de gas.

Lecciones aprendidas

El uso de URVs puede reducir en forma económica ventajosa las emisiones de metano de los tanques de almacenamiento. Los socios muestran las siguientes lecciones aprendidas:

- ★ El software E&P Tank puede ser una herramienta efectiva para estimar la cantidad y composición de los

Ilustración 6: Análisis financiero para un proyecto URV

Capacidad de diseño (Mcfd)	Costos de capital e instalación ¹ (\$)	O&M (\$/año)	Valor del gas ² (\$/año)	Retorno ³ (meses)	Tasa de retorno interna ⁴ (%)
25	35,738	7,367	30,300	19	58
50	46,073	8,419	60,600	11	111
100	55,524	10,103	121,360	6	200
200	74,425	11,787	242,725	4	310
500	103,959	16,839	606,810	3	567

¹ Costo de la unidad más la instalación siendo 75% del costo de la unidad. Los costos reales pueden ser más altos dependiendo de los gastos de transporte, acondicionamiento del sitio, equipos suplementarios, etc.

² 95% del gas total recuperado a \$7 por Mcf x 1/2 capacidad de diseño x 365 días

³ Basado en un porcentaje de descuento de 10 %.

⁴ Calculado para 5 años.

Ilustración 7: Impacto del precio del gas en el análisis económico

	\$3/Mcf	\$5/Mcf	\$7/Mcf	\$8/Mcf	\$10/Mcf
Valor del gas ahorrado	\$52,011	\$86,686	\$121,360	\$138,697	\$173,371
Período de retorno (Meses)	16	9	6	6	5
Tasa interna de retorno (TIR)	70%	136%	200%	231%	294%
NPV (i=10%)	\$93,947	\$213,440	\$332,934	\$392,681	\$512,174

Instalación de unidades de recuperación de vapores (URVs) en tanques de almacenamiento

(Continuación)

vapores de los tanques de crudo.

- ★ La recuperación de vapor puede proveer retornos generosos debido al costo relativamente bajo de la tecnología y en los casos donde existan salidas al Mercado para los vapores con alto contenido de Btu.
- ★ Deben instalarse URVs donde sean económicas, tomando en consideración todos los beneficios—ambientales y económicos.
- ★ Debido a la muy baja presión diferencial entre el tanque y el compresor, se recomienda un gran diámetro de tubería para permitir menor resistencia al flujo de gas.
- ★ Una URV debe ser dimensionada para que pueda tratar el máximo volumen de vapores que se espera de los tanques (una regla nemotécnica es duplicar el promedio de volumen diario).
- ★ Se recomiendan compresores de paletas rotativas para que las URVs muevan el bajo volumen de gas a bajas presiones.
- ★ Es muy importante elegir sistemas de control confiables y sensibles, ya que las válvulas automáticas de flujo de gas deben ser abiertas y cerradas a presiones bajas de muy poca diferencia.
- ★ Incluir las reducciones de emisiones de metano al instalar URVs en los informes anuales remitidos como parte del Programa Natural Gas STAR

La experiencia de un socio

Chevron USA Production Company instaló 8 URVs en 1996 en tanques de crudo, como resultado, Chevron ha realizado una reducción estimada en las emisiones de metano de 21,900 Mcf por año para cada unidad. Al precio del gas de hoy de \$7 por Mcf, corresponde a ahorros de \$153,300 por unidad, o de \$1,226,400 por las ocho. Los costos de capital e instalación fueron de \$240,000 (\$30,000 por unidad) en 1996 o el equivalente a \$324,000 (\$40,500 por unidad) en dólares de 2006. Este proyecto en particular debería haber visto un retorno en solo algo más de 3 meses en 2006.

Referencias

Bigelow, Tom and Renee Wash. 1983. "VRUs Turn Vented Gas Into Dollars." Northeast Oil Reporter. October 1983.

pp. 46-47.

Choi, M.S. 1993. API Tank Vapors Project. Presented at the 1993 SPE Technical Conference, Houston, TX, October 3-6, 1993. SPE Technical Paper No. 26588.

Dailey, Dirk, Universal Compression, personal contact.

Evans, G.B. and Ralph Nelson. 1968. Applications of Vapor Recovery to Crude Oil Production. Hy-Bon Engineering Company. Midland, TX. SPE Technical Paper No. 2089.

Griswold, John A., Power Services, Inc. and Ted C. Ambler, A & N Sales, Inc. 1978. A Practical Approach to Crude Oil Stock Tank Vapor Recovery. Presented at the 1978 SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Cody, WY, May 7-9, 1978. SPE Technical Paper No. 7175.

Henderson, Carolyn, U.S. EPA Natural Gas STAR Program, personal contact.

Hy-Bon Engineering Company, Inc. 1997. Product Bulletin: Vapor Recovery Systems.

Liu, Dianbin and J.V. Meachen Jr., 1993. The Use of Vapor Recovery Units in the Austin Chalk Field. Presented at the 1993 SPE Technical Conference, Houston, TX, October 3-6, 1993. SPE Technical Paper No. 26595.

Lucas, Donald, David Littlejohn, Ernest Orlando, Lawrence Berkeley National Laboratory; and Rhonda P. Lindsey, U.S. Department of Energy. 1997. The Heavy Oil Storage Tank Project. Presented at the 1997 SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference, Dallas, TX, March 1997. SPE Technical Paper No. 37886.

Martin, Mark, UMC Automation, personal contact.

Moreau, Roland, Exxon-Mobil USA, personal contact.

Motley, Jack, V.R. Systems, Inc., personal contact.

Newsom, Vick L. 1997. Determination of Methane Emissions From Crude Oil Stock Tanks. Presented at the SPE/EPA Exploration & Production Environmental Conference, Dallas, TX, March 3-5, 1997. SPE Technical Paper No. 37930.

Presley, Charles, A.G. Equipment, personal contact.

Primus, Frank A., Chevron USA, personal contact.

Instalación de unidades de recuperación de vapores (URVs) en tanques de almacenamiento

(Continuación)

Tims, Arnold, Hy-Bon Engineering Company, Inc., personal contact.

Tingley, Kevin, U.S. EPA Natural Gas STAR Program, personal contact.

U.S. Department of Commerce. 1993. Control of Volatile Organic Compound Emissions from Volatile Organic Liquid Storage in Floating and Fixed Roof Tanks. Available through NTIS. Springfield, VA PB94-128519.

U.S. Environmental Protection Agency. 1996. Methane Emissions from the U.S. Petroleum Industry (Draft Document). DCN: 96-298-130-61-01.

Visher, Stuart, A.C. Compressors, personal contact.

Watson, Mark C. 1996. "VRU Engineered For Small Volumes." The American Oil & Gas Reporter (Special Report: Enhanced Recovery). March 1996. pp. 115-117.

Webb, W.G. 1993. Vapor Jet System: An Alternate Vapor Recovery Method. Presented at the 1993 SPE/EPA Exploration & Production Environmental Conference, San Antonio, TX, March 7-10, 1993. SPE Technical Paper No. 25942.

Weldon, R.E. Jr., 1961. "Could You Recover Stock Tank Vapors at a Profit?" The Petroleum Engineer. May 1961. pp. B29-B33.

Weust, John, Marathon Oil, personal contact.

Instalación de unidades de recuperación de vapores (URVs) en tanques de almacenamiento

(Continuación)



**United States
Environmental Protection Agency
Air and Radiation (6202J)
1200 Pennsylvania Ave., NW
Washington, DC 20460**

October 2006

La EPA ofrece los métodos de estimar emisiones de metano en este documento como una herramienta para desarrollar estimaciones básicas de las emisiones de metano. Las formas de estimar emisiones de metano que se encuentran en este documento pueden no conformar con los métodos de la Regla para Reportar Gases de Efecto Invernadero 40 CFR Parte 98, Subparte W y otras reglas de la EPA en los Estados Unidos.