

Inspección y mantenimiento dirigido en estaciones compresoras



Sumario

La red de transporte de gas natural en Estados Unidos contiene más de 279,000 millas de tuberías. A lo largo de esta red, es en las estaciones compresoras donde se escapan las mayores emisiones de gas, produciendo un estimado de 50.7 billones de pies cúbicos (Bcf) de emisiones de metano anualmente que provienen de fugas de los compresores u otros componentes tales como válvulas, bridas, conexiones y líneas abiertas. Los datos recolectados por los socios de Natural Gas STAR demuestran que el 95% de estas emisiones de metano provienen en un 20% de las fugas de los componentes en las estaciones compresoras.

El implementar un programa de inspección y mantenimiento dirigido (DI&M) es una manera comprobada y efectiva en cuanto a detectar, medir, dar prioridad y reparar las fugas en los equipos para reducir las emisiones de metano. Un programa de DI&M comienza con un relevamiento para identificar y cuantificar las fugas. Se efectúan entonces las reparaciones efectivas en cuanto a costos. Los relevamientos subsiguientes están basados en datos de los relevamientos previos, posibilitando así que los operadores se concentren en los componentes más proclives a tener fugas y más beneficiosos para reparar. Los relevamientos de las estaciones compresoras de los socios de Natural Gas STAR revelaron que las emisiones de metano que se escapan provienen de un número relativamente pequeño de componentes.

Los socios de transporte de Natural Gas STAR han

informado de ahorros y reducciones de emisiones de metano significativas a través de la implementación de DI&M. Un estudio de 1999 que abarcó 13 estaciones compresoras demostró que el valor promedio del gas que puede ahorrarse aplicando un programa DI&M en una estación compresora es de \$88,239 por año a un costo promedio de \$26,248 por estación.

Introducción

Las estaciones compresoras elevan la presión en varios puntos a lo largo de las tuberías de transporte de gas para compensar las fugas de presión que ocurren a lo largo de las mismas. Las más de 279,000 millas de tuberías de transporte de gas son asistidas por aproximadamente 1,790 estaciones compresoras. La mayoría de éstas están equipadas con compresores recíprocos a gas o centrífugos (turbinas). Estos compresores y sus componentes asociados, tales como tuberías y válvulas, están sujetos a fuerzas mecánicas y térmicas sustanciales, y como consecuencia son proclives a fugas. Además, las operaciones de las estaciones compresoras ejercen fuerzas de presión, térmicas y mecánicas sobre las válvulas colectoras. Estas fuerzas desgastan los componentes de las válvulas (tapones, sellos, asientos), tornándolas en fuentes de emisiones significativas de metano.

Un programa DI&M en las estaciones compresoras puede reducir las emisiones de metano y brindar ahorros importantes al ubicar los componentes que pierden y enfocar los esfuerzos de mantenimiento en las fugas mayores que sean económicamente efectivas de reparar. Los relevamientos subsiguientes de las emisiones se

Beneficios económicos y ambientales

Método para reducir pérdidas de gas natural	Volumen de ahorro de gas natural (Mcf)	Valor de los ahorros de gas natural (\$)			Costo de implementación (\$) ¹	Retorno (Meses)		
		\$3 por Mcf	\$5 por Mcf	\$7 por Mcf		\$3 por Mcf	\$5 por Mcf	\$7 por Mcf
Identificar y medir fugas. Efectuar reparaciones económicas.	29,413 por estación compresora	\$88,239	\$147,065	\$205,891	\$26,248	4 Meses	3 Meses	2 Meses

¹ costo promedio total para el relevamiento inicial y la reparación de fugas.

Inspección y mantenimiento dirigido en estaciones compresoras

(Continuación)

Contenido de metano del gas natural

El contenido promedio de metano del gas natural varía dependiendo del sector de la industria. El Programa Natural Gas STAR asume los siguientes contenidos de metano en el gas natural al estimar los ahorros de metano para los informes

Producción	79 %
Procesamiento	87 %
Transporte y Distribución	94 %

dirigen hacia los componentes que son más proclives a perder, así como también más económicamente efectivos de encontrar y reparar.

Fundamentos tecnológicos

Los programas de DI&M comienzan con un relevamiento exhaustivo de todos los componentes del equipo en las estaciones compresoras del sistema de transporte. Los operarios primero identifican los componentes que pierden y luego miden las emisiones para cada fuga. El costo de reparación de cada una se evalúa con respecto a los ahorros de gas esperados y otros criterios económicos tales como el periodo de retorno. Los resultados iniciales del relevamiento y de las reparaciones se utilizan luego para dirigir los esfuerzos de mantenimiento e inspección subsiguientes.

Técnicas de revisión de las fugas

La revisión de las fugas en un programa DI&M puede incluir todos los componentes en un relevamiento inicial exhaustivo, o puede enfocarse únicamente en los componentes que son proclives a desarrollar fugas significativas. Las chimeneas de ventilación están normalmente elevadas y son de difícil acceso. En consecuencia, es difícil examinar con frecuencia a través de las válvulas de purga, haciéndolas buenas candidatas para la revisión como parte de un programa de DI&M. Pueden utilizarse varias técnicas:

- ★ **Revisión con burbuja de jabón** es una forma rápida, fácil y muy barata de revisión. Implica rociar una solución jabonosa sobre partes pequeñas y accesibles, tales como las conexiones roscadas. Es efectiva para encontrar accesorios y

conexiones flojas que pueden ser ajustados en el lugar para arreglar la fuga, y para chequear rápidamente cuán ajustado ha quedado. Se pueden realizar hasta 100 revisiones por hora con este método.

- ★ **Revisión electrónica** utilizando detectores manuales de gas o dispositivos “que huelan” es otra forma fácil y conveniente de detectar aquellas fugas accesibles. Los detectores están equipados con sensores de oxidación catalíticos y de conductividad térmica diseñados para detectar la presencia de gases específicos. Pueden usarse en aberturas más grandes que no puedan ser revisadas mediante el método del jabón. La revisión electrónica no es tan rápida como la de jabón (promediando 50 componentes por hora), y señalar fugas puede ser difícil en áreas con altas concentraciones de gases de hidrocarburos en el ambiente.
- ★ **Analizadores de vapores orgánicos (OVAs) y analizadores de vapores tóxicos (TVAs)** son detectores portátiles de hidrocarburos que también pueden utilizarse para detectar fugas. Una OVA es un detector de ionización de llama (FID) que mide la concentración de vapores orgánicos en un rango de 9 a 10,000 partes por millón (ppm). Un TVA combina un FID con un detector de fotoionización (PID) y puede medir vapores orgánicos a concentraciones que excedan 10,000 ppm. Los OVA y los TVA miden la concentración de metano alrededor de una fuga.
- ★ **Cámaras infrarrojas** funcionan de acuerdo al principio de que las emisiones de hidrocarburos absorben luz infrarroja de una cierta longitud de onda. Las cámaras infrarrojas (IR) se sirven de esta característica para detectar la presencia de emisiones de gas del equipo convirtiendo el área escaneada en



una imagen móvil en tiempo real de forma tal que se vean las columnas de gas debido a su absorción de la luz infrarroja. Debido a esto, una cámara IR puede revisar cientos de componentes por hora. Una ventaja adicional es la habilidad de revisar equipos inaccesibles: compuestos en sitios confinados o en locaciones elevadas, ya que pueden ser revisados en forma remota desde una locación accesible y a la vista. Además, pueden ser llevadas manualmente para efectuar revisiones caminando, montadas sobre camiones y otros vehículos para una inspección ocular a distancias moderadas,

Inspección y mantenimiento dirigido en estaciones compresoras (Continuación)

o montadas en aviones para inspecciones aéreas. Si bien no puede señalar las fugas individuales si las mismas son menores, la inspección aérea es útil para revisar muchas millas de cañerías o equipos que se encuentren dispersos para detectar columnas de fuentes de emisiones importantes.

- ★ **Detección acústica de fugas** utiliza dispositivos de revisión acústica portátiles diseñados para detectar la señal acústica que resulta al presurizar los escapes de gas a través de un orificio. Un gas se mueve de un medio de alta presión a uno de baja presión a través de una abertura, el flujo turbulento produce una señal acústica que es detectada por un sensor o sonda manual, y leído como incrementos en la intensidad. Si bien los detectores acústicos no miden rangos de fugas, proveen una indicación de la medida de la fuga—una señal de alta intensidad o “fuerte” corresponde a un promedio de fuga mayor. Estos dispositivos están diseñados para detectar señales tanto de alta como de baja frecuencia.

Detección acústica de alta frecuencia conviene aplicarla en medios ruidosos donde los componentes que pierden estén accesibles para un sensor manual. Como se muestra en la Ilustración 1, se coloca un sensor directamente sobre el orificio del equipo para detectar la señal.

- ★ Alternativamente, la Detección de fugas por ultrasonido es un método de revisión acústico que detecta las señales ultrasónicas en el aire en un rango de frecuencia de entre 20 y 100 kHz. Están equipados con una sonda o escáner que se apunta a una fuente de fuga potencial desde una distancia de hasta 100 pies. Las fugas se señalan escuchando en unos auriculares un incremento en la intensidad del sonido. Los detectores de ultrasonido pueden ser sensibles al ruido de fondo, si bien la mayoría de ellos poseen capacidades de sintonización de frecuencias de modo tal que la sonda pueda ser sintonizada a una fuga específica en un ambiente ruidoso.

Técnicas de medición de fugas

Un componente importante de un programa DI&M es la medición del promedio de las emisiones en conjunto o el volumen de las fugas identificadas, de modo que se asigne personal y recursos únicamente a las fugas significativas que sean

económicamente convenientes de reparar. Pueden utilizarse cuatro técnicas:

- ★ **Analizadores de vapores tóxicos (TVAs)** pueden usarse para estimar la masa de la tasa de pérdidas. La concentración medida por un TVA en ppm se convierte a un promedio de emisiones de masa utilizando una ecuación de correlación. Una desventaja importante de los TVAs para la medición de fugas de metano es que las ecuaciones de correlación no son específicas para el sitio. Se ha comprobado que los promedios que surgen de las ecuaciones se desvían de los promedios reales por tres o cuatro órdenes de magnitud. En forma similar, un estudio llevado a cabo en forma conjunta por los socios de Natural Gas STAR, la EPA, el Gas Research Institute (GRI—ahora GTI, el Gas Technology Institute), y la American Gas Association (AGA) demostró que los umbrales de concentración o valores “de corte”, tales como 10,000 ppm o 100,000 ppm, no son efectivos para determinar cuáles fugas son convenientes de reparar. Debido a que el uso de las ecuaciones puede incrementar la inexactitud de la medición, será más efectivo desarrollar y usar correlaciones específicas para el lugar.

- ★ **Técnicas de embolsado** se utilizan comúnmente para medir la masa de las emisiones por fugas. El componente o abertura de la fuga es cubierto por una “bolsa”. Se inyecta un gas inerte, como el hidrógeno, a través de la bolsa a un flujo determinado. Una vez que el gas llega a un equilibrio, se toma una muestra de la bolsa y se mide la concentración de metano. El promedio másico de emisiones se calcula considerando la concentración en la muestra tomada y el caudal del gas de la tubería. La medición utilizando esta técnica es bastante precisa (dentro de ± 10 a 15%), pero es un proceso lento (solo dos o tres muestras por hora). Si bien estas técnicas son útiles para medir fugas importantes, no es posible efectuarlas en componentes que sean demasiado grandes, inaccesibles, o de una forma poco convencional.

- ★ **Los tomadores de muestras de alto volumen** capturan todas las emisiones de un componente que pierde para cuantificar con exactitud los rangos de emisiones. La Ilustración 2 muestra la medición de fugas utilizando

Ilustración 2: Tomador de muestra de alto volumen



Fuente: Oil & Gas Journal, May 21, 2001.

Inspección y mantenimiento dirigido en estaciones compresoras

(Continuación)

uno de estos dispositivos. Se ingresan al instrumento las emisiones, más una muestra importante del aire alrededor del componente que pierde, utilizando una manguera de vacío. Los tomadores de muestras están equipados con detectores duales de hidrocarburos que miden la concentración de gas de hidrocarburos en la muestra capturada, así como la concentración de gas de hidrocarburos en el ambiente. Las mediciones se corrigen para la concentración en el ambiente y se calcula la masa del promedio de fugas multiplicando el caudal de la muestra por la diferencia entre la concentración en el ambiente y la de la muestra tomada. Se obtienen las emisiones de metano calibrando los detectores de hidrocarburos a un promedio de concentraciones de metano-en-aire. Los tomadores de muestras están equipados con accesorios especiales diseñados para asegurar la captura completa de las emisiones e impedir la interferencia de otras fuentes emisoras cercanas. Estos tomadores de muestras miden fugas de hasta 8 pies cúbicos estándar por minuto (scfm), un promedio equivalente a 11.5 miles de pies cúbicos por año (Mcf). Las fugas superiores a 8 scfm deben medirse utilizando las técnicas de embolsado o medidores de caudal. Dos operarios pueden medir 30 componentes por hora utilizando un tomador de muestras, comparado con las 2 o 3 mediciones por hora utilizando el “embolsado”.

★ **Los Rotámetros** y otros medidores de caudal se usan para medir fugas extremadamente grandes que podrían saturar a otros instrumentos. Estos medidores hacen circular el caudal de gas que surge de una fuga a través de un tubo calibrado. El flujo

levanta un “balancín” dentro del tubo, indicando el promedio de fuga. Debido a que los rotámetros son muy aparatosos, trabajan mejor en tuberías de final abierto y componentes similares, donde todo el caudal puede ser ingresado a través del medidor. Pueden suplementar las mediciones efectuadas utilizando técnicas de “embolsado” o de tomadores de muestras de alto volumen .

La Ilustración 3 resume la aplicación y uso, efectividad y costo aproximado del relevamiento de las fugas y las técnicas de medición descriptas anteriormente

Puntos de decisión

Se implementa un programa DI&M en cuatro pasos 1) conducir un relevamiento inicial; 2) registrar los resultados e identificar las posibles reparaciones rentables; 3) analizar los datos, efectuar las reparaciones, y estimar los ahorros de metano; y 4) desarrollar un plan de relevamientos para futuras inspecciones y de control del seguimiento de un equipo proclive a las fugas.

Paso 1: Conducir un relevamiento inicial

Un programa de DI&M comienza con el estudio preliminar que identifica los componentes que pierden. Según se van encontrando las fugas se obtienen las mediciones ya sea por embolsado, por tomador de muestras de volumen alto, o por TVAs que tengan correlaciones de concentración específicas para el sitio. Los socios han comprobado que la medición utilizando un tomador de muestras es la más rentable, rápida y precisa.

Ilustración 3: Técnicas de revision y medición

Instrumento/Técnica	Aplicación y uso	Efectividad	Costo aprox. de capital
Solución jabonosa	Pequeños puntos, tales como conectores.	Sólo revisión.	Por debajo der \$100
Detectores de gas electrónicos	Bridas, ventilaciones, brechas grandes y líneas de final abierto.	Sólo revisión.	Por debajo de \$1,000
Detectores acústicos/ de ultrasonido	Todos los componentes. Fugas más grandes, gas presurizado y componentes inaccesibles.	Sólo revisión.	\$1,000 a \$20,000 (depende de la sensibilidad y medida del instrumento y del equipo asociado)
TVA (detector de ionización de llama)	Todos los componentes.	Mejor solo para revisión. La medición requiere la correlación de la medida de la fuga específica del sitio.	Por debajo de \$10,000 (depende de la sensibilidad/medida del instrumento)
Embolsado	La mayoría de los componentes accesibles.	Sólo medición; lleva mucho tiempo	Por debajo de \$10,000 (depende del costo del análisis de muestras)
Tomador de muestras de volumen alto	La mayoría de los componentes accesibles (rango de fuga <11.5 Mcfd)	Revisión y medición.	> \$10,000
Rotámetro	Fugas muy grandes.	Solo medición.	Por debajo de \$1,000

Inspección y mantenimiento dirigido en estaciones compresoras (Continuación)

El costo del relevamiento inicial para encontrar y medir fugas en las 13 estaciones compresoras incluidas en el estudio EPA/GRI/PRCI de 1999 fue de alrededor de \$6,900 por componente. Un relevamiento inicial que sólo se enfoca en la revisión de fugas es mucho menos caro. Sin embargo, no provee toda la información necesaria para tomar decisiones de reparación económicamente efectivas. Los socios han determinado que los relevamientos de seguimiento en un programa DI&M vigente cuestan de 25 a 40 % menos que el relevamiento inicial debido a que los subsiguientes sólo se enfocan en los componentes proclives a perder y son económicos de reparar. Para algunos componentes del equipo se puede lograr una revisión y mantenimiento más eficientes durante un cronograma de DI&M regularmente establecido. Para otros componentes, puede incorporarse una revisión simple y rápida en las operaciones y mantenimiento en curso. Algunas operadoras entrenan personal de mantenimiento para conducir los relevamientos de fugas, otras contratan mano de obra externa para llevar a cabo el relevamiento inicial.

Paso 2: Registrar resultados e identificar los candidatos a reparación

Las mediciones de fugas emergentes del Paso 1 deben ser evaluadas para detectar los componentes que pierden y que sean económicamente convenientes de reparar. Se los prioriza comparando el valor del gas perdido con el costo estimado en repuestos, mano de obra y parada de los equipos durante la reparación. Algunas pueden arreglarse en el sitio simplemente ajustando una conexión. Otras son más complicadas y necesitan parar el equipo y cambiar piezas. Para estas reparaciones, los operarios pueden elegir dejarlas marcadas para arreglarlas con posterioridad si los costos de reparación lo justifican. Los costos para componentes tales como válvulas, bridas, conexiones y líneas de final abierto se determinarán por el tamaño de los mismos, costando más la reparación de los más grandes, y menos la de los más pequeños. Algunas fugas serán encontradas durante los mantenimientos de rutina, por lo cual no incidirían en los costos. Sólo se adelantaría el mantenimiento.

Conforme las fugas son identificadas y medidas, los operarios deben registrar los datos iniciales de las mismas a fin de que los relevamientos futuros se enfoquen en las más importantes. Los resultados de un relevamiento DI&M pueden seguirse utilizando cualquier método o formato conveniente. La información a registrar incluye:

- ★ Un identificador para cada componente que pierda
- ★ El tipo de componente (por ej. OEL de corte)
- ★ El promedio de la fuga medida.

- ★ La fecha del relevamiento
- ★ La fuga anual de gas estimada
- ★ El costo estimado de reparaciones

Esta información dirigirá los relevamientos posteriores, priorizará las reparaciones y seguirá los ahorros de metano y la efectividad en cuanto a costos del programa DI&M.

La comprensión de la importancia de las emisiones por fugas de metano ha evolucionado desde la mitad de la década de los 90 como resultado de una serie de estudios de campo patrocinados por el Pipeline Research Committee International (PRCI) de EPA, GRI, y AGA. Un estudio publicado en 1996 informó acerca de los factores de emisiones considerando las mediciones en 6 plantas compresoras en 1994. Una extensión de este estudio, publicada por Indaco Air Quality Services en 1995 informó los resultados de los relevamientos de 27,212 componentes en 17 estaciones compresoras. El tercer estudio publicado en 1999 por EPA, GRI y el PRCI es el más completo a la fecha, y relevó emisiones de 34,400 componentes en 13 estaciones.

Las estaciones compresoras relevadas en el estudio EPA/GRI/PRCI de 1999 varían en tamaños de 15 a 2 compresores reciprocantes por estación. Tres de las estaciones contienen dos compresores centrífugos (turbinas) cada una, y no poseen compresores reciprocantes. Dos estaciones poseen de ambas clases. Las equipadas con compresores reciprocantes contienen un promedio de siete compresores por estación. Están normalmente instalados en paralelo para que los compresores individuales puedan estar o no en servicio según sea necesario, y cada compresor puede ser aislado y despresurizado para su mantenimiento. La presión de entrada a las estaciones varía entre 500 psig a 700 psig, en tanto que la de salida varía entre 700 psig y 1000 psig.

En promedio, el número de componentes relevados por estación fue de 2707, y en el 5% de ellos se encontraron fugas. Los promedios de fugas en las 13 estaciones fueron de 385 Mcf por año a 200,000 Mcf por año. Se determinó que el 10 % de las fugas mayores eran las causantes de más del 90 % de las emisiones. La Ilustración 4 resume los factores de emisión promedio para los componentes de las estaciones compresoras.

En el sitio que emitía 200,000 Mcf por año, una sola fuente era responsable de 142,000 Mcf de emisiones por año—un respiradero del sistema de gas utilizado para controlar los descompresores del compresor. Esta no fue una fuente de emisiones significativa en otros sitios. La estación compresora con las emisiones extraordinarias fue en otros

Inspección y mantenimiento dirigido en estaciones compresoras (Continuación)

Ilustración 4: Factores de emisiones fugitivas promedio para fugas en componentes del equipo de la estación compresora

COMPONENTES BAJO LA PRESION DE LA TUBERIA PRINCIPAL¹

Descripción del componente	SOBRE EL COMPRESOR		FUERA DEL COMPRESOR	
	Factor de emisiones de gas natural ² (Mcf/año/componente)	Número total de componentes medidos	Factor de emisiones de gas natural ² (Mcf/año/componente)	Número total de componentes medidos
Valvula Tapón/Bola	0.64 (±1.04)	189	5.33 (±3.71)	2,406
Válvula de Descarga/purga			207.5 (±171.4)	57
Junta de cilindro compresor	9.9 (±11.1)	148	—	—
Sellos/empaquetadura—Marcha	865 (±247)	178		
Sellos/empaquetadura— Detenido	1,266 (±552)	42	—	—
Válvula del compresor	4.1 (±3.8)	2,324		
Válvula de control		—	4.26 (±7.13)	33
Brida	0.81 (±0.89)	864	0.32 (±0.21)	2,727
Válvula compuerta		—	0.61 (±0.43)	1,476
Válvula contrapeso	17.2 (±5.6)	940		
Open-Ended Line (OEL)		—	81.8 (±79.6)	168
Válvula de alivio (PRV)			57.5 (±63.2)	117
Regulador	—	—	0.2 (±0.2)	171
Ventoeo de Gas de arranque			40.8 (±43.3)	5
Conector—Roscado	0.74 (±0.46)	1,625	0.6 (±0.3)	10,338
Sello centrífugo—seco			62.7 (±66.3)	14
Sello centrífugo—húmedo	—	—	278	2
Válvula de la unidad ³			3566	12

COMPONENTES BAJO PRESION DE GAS⁴

	SOBRE EL COMPRESOR		FUERA DEL COMPRESOR	
Válvula Tapón/Bola	0.1 (±0.1)	414	0.51 (±0.37)	654
Válvula de control			2.46 (±3.89)	69
Brida	—	—	0.2 (±0.2)	1,650
Válvula de combustible	27.6 (±13.5)	479		
Válvula compuerta	—	—	0.43 (±0.36)	640
Open-Ended Line (línea de final abierto)			2.53 (±2.19)	42
Ventoeo neumático	—	—	76.6 (±118.1)	14
Regulador			4.03 (±3.98)	103
Conector—Roscado	1.21 (±1.66)	2,511	0.32 (±0.16)	3,654

¹ La presión en la línea principal varía entre 500 psig a 1,000 psig.

² Factores de emisión con intervalos confiables de 95% .

³ La pérdida de la válvula se mide con compresores despresurizados. La mayoría de los compresores relevados permaneció presurizado al salir de línea.

⁴ La presión del gas combustible suele estar entre 70 y 100 psig. Los componentes en el compresor están ubicados en la parte superior de los pistones en los compresores recíprocos y están sujetos a calor y vibraciones importantes. Estos componentes sólo pierden cuando el compresor está funcionando.

Inspección y mantenimiento dirigido en estaciones compresoras (Continuación)

Ilustración 5: Costo promedio de reparaciones y período de retorno para fugas de equipo en las estaciones compresoras

Descripción del componente	Tipo de reparación	Costo promedio
Válvulas tipo bola — 1"	Reemplazar	\$120
Bull Plug on Valve	Agregar cinta de Teflon y ajustar	\$15
Purga de compresor	Reemplazar	\$600
Purga de compresor	Reconstruir	\$200
Válvula de Tapa de Compresor	Reemplazar junta	\$60
Brida — 30"	Cambiar junta	\$1,250
Brida — 6"	Cambiar junta	\$300
Válvula de Combustible	Reemplazar	\$200
Válvula compuerta	Teflon Repack	\$40
Punto de engrase	Reemplazar	\$80
Tapa de Compresor	Retirar y cambiar las juntas	\$450
Brida de válvula cargadora	Reemplazar juntas	\$80
Vástago de válvula cargadora	Reconstruir	\$300
Válvula aguja	Reemplazar	\$100
OEL sobre la válvula	Engrasar	\$45
Compuerta receptora de PIG's	Ajustar	\$120
Accesorios roscados de tuberías	Ajustar y agregar cinta de Teflon	\$30
Válvulas Tapón	Engrasar	\$40
Válvula de Seguridad — 1"	Reemplazar	\$1,000
PRV Brida	Ajustar	\$40
Empaquetadura de vástagos	Cambiar Anillos empaquetadores sin cambiar el vástago	\$750
Empaquetadura de vástagos	Retirar caja de empaquetaduras y vástago y reemplazar los anillos de sello, Rearmar la caja de empaquetaduras	\$2,600
Empaquetadura de vástagos	Retirar caja de empaquetaduras y vástago para reemplazar los anillos de sello, Rearmar la caja de empaquetaduras, Reemplazar vástago	\$5,600
Estación de Purgas	Invertir Plug	\$720
Tubing	Ajustar	\$10
Unión	Ajustar	\$10
Válvula de la unidad	Limpiar e inyectar sellador Clean & Inject Sealant	\$70
Válvula de la unidad — Tapón 10"	Reemplazar	\$2,960

Fuente: Indaco Air Quality Services, Inc., 1999, Cost Effective Leak Mitigation at Natural Gas Transmission Compressor Stations, Report No. PRC-246-9526.

Inspección y mantenimiento dirigido en estaciones compresoras (Continuación)

aspectos similar al promedio, conteniendo solo 7 compresores reciprocantes. La experiencia de esta estación enfatiza el valor de DI&M para detectar fugas de gas enormes y onerosas en estaciones compresoras de todas dimensiones.

- La Ilustración 5 ilustra los costos de reparación promedio para las 13 estaciones incluidas en el estudio EPA/GRI/PRCI de 1999. los costos incluyen la mano de obra, repuestos y materiales.

Paso 3: Analizar datos y estimar ahorros

Una reparación efectiva en cuanto a costos es crítica para el éxito de un programa DI&M, debido a que se logran los mayores ahorros enfocándose únicamente en las que son rentables. En todos los casos, el valor del gas ahorrado debe exceder el costo de detección y reparación. Los socios han comprobado que una forma efectiva de analizar los

Índices de precios Nelson

A fin de contabilizar la inflación en los costos de equipos y mantenimiento, se utilizan los Índices trimestrales, Nelson-Farrar Quarterly Cost Indexes (disponibles en el primer número de cada trimestre en la revista *Oil and Gas Journal*) para actualizar los costos en los documentos Lecciones Aprendidas. Se utiliza el índice "Refinery Operation Index" para revisar costos operativos y el "Machinery: Oilfield Itemized Refining Cost Index" para actualizar costos de equipos.

Para utilizarlos, simplemente busque el índice Nelson-Farrar más actual, divídalo por el de Febrero de 2006 y finalmente multiplíquelo por los costos adecuados que figuran en las Lecciones Aprendidas.

Ilustración 6: Ejemplo de costos de reparación y ahorros netos para los componentes de los equipos elegidos

Estación	Prom. De pérdidas totales en la estación (Mcf/año)	Costo estimado relevado inicial ¹ (\$/sitio)	Costo estimado total de la reparación	Total de gas ahorrado con la reparación (Mcf/año)	Valor del gas ahorrado anual (a \$3/Mcf)	Costo total de detectar y reparar pérdidas	Ahorros netos año1	Ahorros netos totales año 2 ²	Periodo de retorno del relevamiento y reparac. (años)
1	23,000	\$7,344	\$18,800	17,850	\$53,550	\$26,144	\$27,406	\$80,956	0.5
2	24,500	\$9,287	\$16,000	16,450	\$49,350	\$25,287	\$24,063	\$73,413	0.5
3	3,650	\$3,019	\$315	1,250	\$3,750	\$3,334	\$416	\$4,166	0.9
4	200,000	\$10,894	\$41,300	106,000	\$318,000	\$52,194	\$265,806	\$583,806	0.2
5	22,700	\$9,318	\$20,700	20,350	\$61,050	\$30,018	\$31,032	\$92,082	0.5
6	48,400	\$8,856	\$34,200	35,400	\$106,200	\$43,056	\$63,144	\$169,344	0.4
7	56,500	\$9,734	\$31,000	49,600	\$148,800	\$40,734	\$108,066	\$256,866	0.3
8	75,000	\$6,538	\$50,000	66,000	\$198,000	\$56,638	\$141,362	\$339,362	0.3
9	16,350	\$6,304	\$4,650	11,900	\$35,700	\$10,954	\$24,46	\$60,446	0.3
10	55,650	\$5,309	\$32,400	51,300	\$153,900	\$37,709	\$116,191	\$270,091	0.25
11	2,965	\$6,181	\$320	620	\$1,860	\$6,501	(\$4,641)	(\$2,781)	3.5 ³
12	385	\$3,473	\$100	245	\$735	\$3,573	(\$2,838)	(\$2,103)	4.9 ³
13	7,000	\$3,473	\$1,600	5,400	\$16,200	\$5,073	\$11,127	\$27,327	0.3
Total	536,100	\$89,730	\$251,500	382,365	\$1,147,095	\$341,215	\$805,820	\$1,952,870	0.30
Prom	41,238	\$6,902	\$19,346	29,413	\$88,239	\$26,248	\$61,991	\$150,230	0.30

¹ Basado en un costo de \$2.55 del relevamiento inicial por componente relevado (asume el uso de un tomador de muestras de gran caudal y un rotámetro para medir las fugas).

² Asume que la vida útil de la reparación es 2 años.

³ Para esta estación no es rentable un prog. DI&M. Las modificaciones al relevamiento según se describen al final del Paso 3 deben ser investigadas.

Fuente: Indaco Air Quality Services, 1999, Cost Effective Leak Mitigation at Natural Gas Transmission Compressor Stations, Report No. PRC-246-9526.

Inspección y mantenimiento dirigido en estaciones compresoras (Continuación)

resultados del relevamiento inicial es crear una tabla listando todas las fugas, con el costo de reparaciones, los ahorros esperados, y la vida útil de la reparación. Con esta información se puede calcular con facilidad el valor actual neto o el período de retorno para cada reparación. Puede decidirse entonces cuáles van a ser reparados.

La Ilustración 6 muestra los ahorros potenciales totales en las 13 estaciones compresoras del estudio EPA/GRI/PRCI de 1999, basado en arreglar únicamente los que tengan un retorno inferior a un año. Se asume que la vida útil de la reparación es dos años. Para muchos sitios, se recuperó el gasto inicial del relevamiento inicial y los costos de reparación en ahorros de gas. Para dos sitios (estaciones 11 y 12) los gastos no se recuperan dentro del período de dos años debido a que las fugas en dichas estaciones son bajas.

Este ejemplo ilustra que un relevamiento inicial de DI&M, que incluya todas las estaciones compresoras, puede detectar algunas estaciones en las cuales el relevamiento pueda no ser rentable. Si lo es, la información obtenida de las pocas estaciones que no sean rentables sigue siendo útil, al menos para identificarlas y manejarlas en forma separada en relevamientos futuros. Las estaciones mencionadas pueden excluirse de los relevamientos futuros, relevadas menos frecuentemente, o evaluadas con técnicas más efectivas en cuanto a costos y enfocadas más exhaustivamente buscando técnicas mas efectivas para reducir costos.

Paso 4: Desarrollar un plan de relevamientos para un futuro DI&M

El paso final en un programa de DI&M es desarrollar un plan de relevamientos que utilice los resultados del relevamiento inicial para dirigir las prácticas de mantenimiento e inspección futuras. El programa debe ser confeccionado a medida de las necesidades y las prácticas existentes en las instalaciones. Un plan efectivo debería incluir los siguientes elementos:

- ★ Una lista de los componentes a ser revisados y examinados, así como los componentes a ser excluidos del relevamiento.
- ★ Revisión de fugas y procedimientos y herramientas de medición para coleccionar, registrar y accesar los datos de DI&M.

Pasos de decisión para un DI&M:

1. Conducir el relevamiento inicial.
2. Registrar resultados e identificar puntos a reparar.
3. Analizar datos y estimar ahorros.
4. Desarrollar un plan de relevamientos para un DI&M futuro.

- ★ Un cronograma para la revisión y medición de las fugas.
- ★ Lineamientos económicos para las reparaciones.
- ★ Resultados y análisis de las inspecciones y mantenimientos previos que direccionarán el siguiente relevamiento de DI&M.

Los Operadores deberían desarrollar un cronograma de relevamientos DI&M que logre un máximo de ahorro de metano, que sea efectivo en cuanto a costos, y que también se adecue a las características únicas de una instalación

La experiencia de un socio: Compañía B

Ser relevaron 2 estaciones trimestralmente. Los costos de relevamiento promediaron \$200 por estación. Las fugas más comunes fueron en las empaquetaduras de las válvulas, los sellos de los ejes y las fugas en las bridas. De 24 detectadas, 23 se repararon a un costo promedio de \$50. Los ahorros totalizaron 17,080 Mcf, promediando 8,540 Mcf por estación.

Ahorros totales de gas	\$51,240
Costo totales de relevamiento	\$1,600
Costo total de las reparaciones	\$1,150
Ahorros netos	\$48,490
Razón costo/beneficio año 1	19:1

La experiencia de un socio: Compañía A

Se relevaron 15 estaciones compresoras anualmente. Los costos totales para la DI&M del relevamiento y las reparaciones fueron de \$350 por estación. Las fugas encontradas más comunes fueron en las válvulas de la unidad. Los ahorros de gas totalizaron 166,010 Mcf, promediando 11,067 Mcf por estación.

Ahorros totales de gas	\$498,030
Costo total de relevamiento y reparaciones	\$5,250
Ahorros netos	\$492,780
Razón costo/beneficio año 1	95:1

La experiencia de un socio: Compañía C

Se relevaron 67 estaciones (el cronograma del relevamiento tuvo revisiones trimestrales y anuales, dependiendo de la estación) Las fugas más habituales fueron en juntas y acoples flojos, así como en válvulas y empaquetaduras. Se efectuaron cerca de 1,150 reparaciones. Los ahorros de gas promediaron 1,978 Mcf por estación.

Ahorros totales de gas	\$397,755
Costo totales de relevamiento	\$176,175
Costo total de las reparaciones	\$57,180
Ahorros netos	\$164,400
Razón costo/beneficio año 1	1.7:1

Inspección y mantenimiento dirigido en estaciones compresoras (Continuación)

(por ej., la edad de los compresores, el número y tamaño de los compresores reciprocantes y centrífugos, la presión de tuberías y la presión del gas combustible). Algunos socios programan los relevamientos de DI&M basándose en la estimación de vida útil de las reparaciones efectuadas en el relevamiento anterior. Otros basan la frecuencia de los relevamientos posteriores en los ciclos de mantenimiento o en la disponibilidad de recursos. Dado que el programa DI&M es flexible, si los relevamientos subsiguientes muestran fugas grandes o recurrentes, el Operador puede incrementar los relevamientos. Los mismos pueden enfocarse en los componentes reparados en relevamientos anteriores, o en aquellos componentes proclives a perder. A lo largo del tiempo puede mejorarse el alcance y frecuencia de los relevamientos según emerjan los patrones de fugas.

Ahorros estimados

Los ahorros potenciales de la implementación de un programa DI&M en las estaciones compresoras variarán dependiendo del tamaño, antigüedad, equipos, y características operacionales de las mismas. Los socios de Natural Gas STAR han descubierto que el gasto inicial del relevamiento se recupera ampliamente con los ahorros de gas.

Se muestra a continuación la experiencia de tres socios en la implementación de los programas DI&M. Nótese que la razón costo/beneficio en cada caso es positiva (asumiendo un precio de gas de \$3 por Mcf), pero varía ampliamente de 1.7:1 a 95:1.

Lecciones Aprendidas

Los programas de DI&M pueden reducir los costos de relevamiento y aumentar las reparaciones rentables. El focalizarse en las estaciones problemáticas y sus componentes ahorra tiempo y dinero necesarios para relevamientos futuros y ayuda a identificar prioridades para el cronograma de reparación. Las principales lecciones aprendidas por nuestros socios de Natural Gas STAR son:

- ★ Un número relativamente pequeño de fugas grandes constituye la mayor parte de las emisiones por fugas de la estación.
- ★ La revisión de las concentraciones no identifica con precisión las fugas más grandes, ni provee la información necesaria para identificar cuáles son las fugas más beneficiosas de reparar. Deben utilizarse

técnicas de medición efectivas para obtener datos precisos.

- ★ Un programa de DI&M efectivo en cuanto a costos estará enfocado en los componentes más proclives a perder y que sean económicos de reparar.
- ★ Los socios de Natural Gas STAR también han comprobado que algunas estaciones tienden a perder más que otras. El seguimiento de los resultados de un DI&M puede mostrar que algunas estaciones pueden necesitar relevamientos de seguimiento más frecuentes que otras.
- ★ Los socios han comprobado que es útil buscar tendencias, haciéndose preguntas tales como : Las válvulas de compuerta pierden más que las de bola? Pierde una estación más que otra?
- ★ Reevaluar los componentes con posterioridad a su reparación para confirmar la efectividad de la misma. Una forma rápida de hacerlo es utilizando el método del jabón.
- ★ Instituir un paso de “reparación rápida” que implique hacer reparaciones simples a problemas simples (Por ej. Una tuerca floja, una válvula que no esté completamente cerrada) durante el proceso de relevamiento.
- ★ Desarrollar un sistema para reparar las fugas más severas primero, incorporando la reparación de las menores a las tareas regulares de O&M.
- ★ Enfocar los relevamientos futuros en las estaciones y componentes que pierdan más.
- ★ Registrar las reducciones de emisiones de metano en cada estación e incluir reducciones anualizadas en los informes del Programa Natural Gas STAR.

Referencias

Howard, Touché, Indaco Air Quality Services, personal communication.

Indaco Air Quality Services, Inc., 1995, A High Flow Rate Sampling System for Measuring Leak Rates at Natural Gas Facilities. Report No. GRI-94/0257.38. Gas Technology Institute, Chicago, Illinois.

Indaco Air Quality Services, Inc., 1995, Leak Rate Measurements at U.S. Natural Gas Transmission Compressor Stations. Report No. GRI-94/0257.37. Gas Technology Institute, Chicago, Illinois.

Indaco Air Quality Services, Inc., 1999, Cost Effective Leak Mitigation at Natural Gas Transmission Compressor Stations, Report No. PRC-246-9526. PRC International (report available from the American Gas Association, Arlington, Virginia).

King Instrument Company, personal communication.

Omega Engineering, personal communication.

Inspección y mantenimiento dirigido en estaciones compresoras

(Continuación)

Physical Acoustics Corporation, personal communication.

Radian International, 1996, Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 2, Technical Report, Report No. GRI-94/0257.1. Gas Technology Institute, Chicago, Illinois.

Radian International, 1996, Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 8, Equipment Leaks, Report No. GRI-94/0257.1. Gas Technology Institute, Chicago, Illinois.

Thermo Environmental Instruments Inc., personal communication.

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

UE Systems Inc., personal communication.

U.S. Environmental Protection Agency, 1994 – 2001, Natural Gas STAR Program, Partner Annual Reports.

U.S. Environmental Protection Agency, 1995, Natural Gas STAR Program Summary and Implementation Guide for Transmission and Distribution Partners.

Inspección y mantenimiento dirigido en estaciones compresoras (Continuación)



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

**EPA430-B-03-008
Octubre 2003**

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.