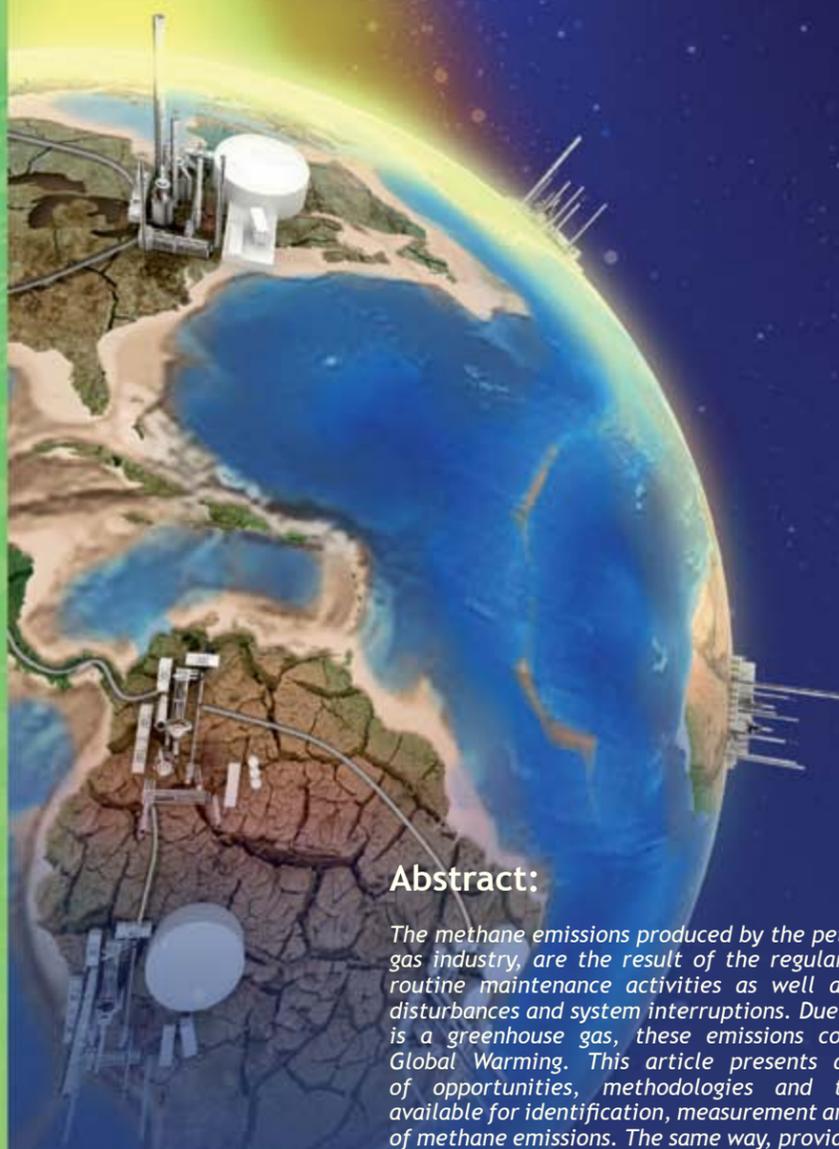


Reduciendo las Emisiones de Metano en la Industria del Petróleo y del Gas para Alcanzar Beneficios Económicos, Operacionales y Medioambientales

Carey Bylin - U.S. EPA
 Don Robinson - ICF
 Brian Gillis - ICF
 Mariella Cacho - ICF



Todas las teorías son legítimas y ninguna tiene importancia. Lo que importa es lo que se hace con ellas. Jorge Luis Borges (1899-1986) Escritor argentino

Conjunto de teorías y de técnicas que permiten el aprovechamiento práctico del conocimiento científico, orientados a producir bienes y servicios de utilidad económica, social, y política.

En esta sección, cada semestre, expertos nacionales y/o extranjeros, ofrecerán artículos técnicos que buscan sensibilizar a nuestros lectores, acercándolos con conocimiento, a la aplicación de la tecnología en las diferentes actividades de nuestra sociedad.

Abstract:

The methane emissions produced by the petroleum and gas industry, are the result of the regular operation, routine maintenance activities as well as operative disturbances and system interruptions. Due to methane is a greenhouse gas, these emissions contribute to Global Warming. This article presents a panorama of opportunities, methodologies and technologies available for identification, measurement and reduction of methane emissions. The same way, provides "cases of international studies" where some of the technologies had been applied and shows that they could be applied successfully in the gas and oil industry in Colombia, creating the opportunity to increase the income by the capture and sell of gas, and at the same time, increase the global environment benefits.

INTRODUCCIÓN

La producción, el procesamiento, el transporte y la distribución de petróleo y gas es la segunda fuente más grande de emisiones de metano antropogénicas (causadas por las actividades del ser humano) en todo el mundo. Se estima que las emisiones de metano de la industria del petróleo y del gas natural fueron aproximadamente 1.595 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente (MMtCO_{2e}) [1] en el 2010. Esto se traduce en 112.000 millones de metros cúbicos (MMm³), lo que equivale a un valor en el mercado de gas natural que se pierde anualmente en la atmósfera de aproximadamente US\$ 21 mil millones de dólares¹. Dado que el metano es el principal componente del gas natural y es un poderoso gas de efecto invernadero; la reducción de las emisiones de metano provenientes de la industria del petróleo y del gas natural trae beneficios significativos al medio ambiente a nivel global, adicionalmente trae otros beneficios económicos, operacionales y de seguridad energética para las compañías de petróleo y gas.

La reducción de las emisiones de metano, además de reducir la quema del gas y de mejorar la eficiencia energética, es una parte integral de una estrategia exhaustiva para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y las pérdidas del producto en las operaciones del petróleo y del gas natural. Mientras que la eficiencia energética y los proyectos para reducir la quema del gas son muy importantes, las actividades para reducir las emisiones de metano tienen algunas ventajas claves. emisiones de metano tienen algunas ventajas claves. Por ejemplo, mientras que las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la combustión son una de las principales fuentes de gases de efecto invernadero en la industria, los proyectos para reducir este tipo de emisiones son muy caros y tardan años en ponerse en práctica. Por el otro lado, los proyectos para reducir las emisiones de metano requieren de una menor - o casi ninguna - inversión de capital, se pueden implementar en el corto plazo y se pagan muy rápidamente.

¹ Todos los cálculos realizados en este artículo consideran un precio promedio mundial de gas de US\$5/1.000 pie cúbico (ft³) (US\$ 176,55/1.000 m³)

Por ejemplo, mientras que las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la combustión es una de las principales fuentes de gases de efecto invernadero en la industria, los proyectos para reducir este tipo de emisiones son muy caros y tardan años en ponerse en práctica. Por el otro lado, los proyectos para reducir las emisiones de metano requieren de una menor - o casi ninguna - inversión de capital, se pueden implementar en el corto plazo y se pagan muy rápidamente.

En comparación con la quema del gas, los proyectos para la reducción del venteo y fugas de metano pueden tener un mayor impacto desde una perspectiva del cambio climático. Mientras que el volumen del gas quemado en el año 2005 fue significativamente mayor que el volumen de gas fugado o venteado (172.000 MMm³ [2] contra 110.000 MMm³), la fuga y el venteo del gas tuvo un impacto más de tres veces mayor en el clima que la quema del gas. Es decir, el dióxido de carbono equivalente de las emisiones del metano fugado o venteado a la atmósfera fue 1.462 MMtCO_{2e} [3] mientras el dióxido de carbono equivalente por la quema del gas fue 460 MMtCO_{2e}.

Las emisiones de metano se producen en toda la cadena de valor del gas natural (producción, procesamiento, transporte y distribución de gas) y en la producción de petróleo. Las emisiones de metano son el resultado de las operaciones normales, de emisiones fugitivas no intencionales, de las actividades de mantenimiento rutinario, y de los disturbios operativos. Este artículo presenta las oportunidades, métodos y tecnologías disponibles para la identificación, medición y reducción de las emisiones de metano de algunas de las fuentes más grandes de emisiones en las instalaciones de producción, transporte y distribución de gas natural, tales como los compresores alternativos y centrífugos, los dispositivos neumáticos y otras fuentes de fuga y venteo de gas. Así mismo, proporciona detallados estudios de caso donde las tecnologías de mitigación de emisiones de metano se han puesto en práctica. Las mismas pueden ser aplicadas exitosamente por la industria del petróleo y del gas en Colombia y en América Latina, creando así la oportunidad de incrementar los ingresos por la captura y venta del gas, al mismo tiempo que se incrementan los beneficios ambientales.

OPORTUNIDADES DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE METANO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

En los sistemas de petróleo y gas natural se pueden reducir las emisiones de metano actualizando las tecnologías o el equipo y mejorando las prácticas administrativas, así como los procedimientos operativos. En general, las oportunidades de reducción de emisiones de metano se clasifican en tres categorías:

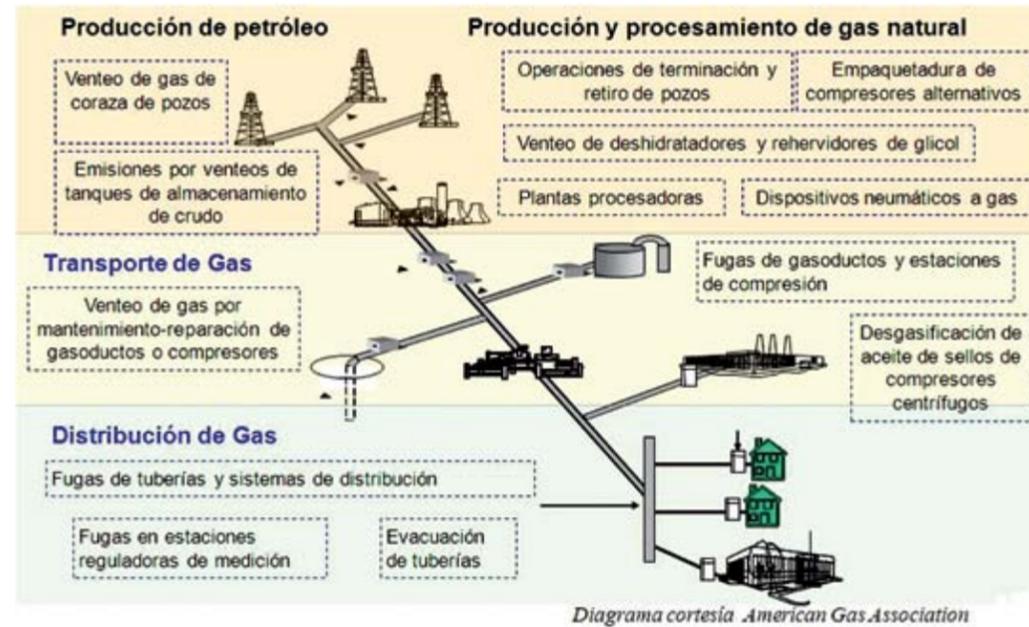


Figura 1. Oportunidades de reducción de emisiones de metano en la industria del petróleo y gas

- Actualización de las tecnologías o equipos, tal como la adaptación de los dispositivos neumáticos a gas para que venteen una cantidad menor de gas a la atmósfera.
- Mejores prácticas administrativas, tal como la detección y medición de fugas y ventdeo de gas, aprovechando mejoras en las tecnologías de medición o de reducción de emisiones.
- Proyectos de inversión, en los cuales se contemplan nuevos equipos y procesos.

en el proceso (redirigir el ventdeo de las emisiones del aceite de los sellos de los compresores centrífugos). Como se mencionó anteriormente, cada práctica ha sido implementada exitosamente y notificada por los participantes del Programa Natural Gas STAR a nivel mundial.

INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DIRIGIDO

Todas las instalaciones de petróleo y gas natural consisten en un gran número de componentes, tales como válvulas, conectores, bridas, medidores y accesorios que son necesarios para procesar, transportar, regular y controlar el petróleo y el gas. Con el tiempo, estos componentes empiezan a deteriorarse como resultado de las fluctuaciones de temperatura y presión, por la corrosión, las vibraciones mecánicas, y el desgaste; lo que resulta que, sin querer, se escapan hidrocarburos a la atmósfera. Cada punto de conexión entre dos componentes representa una posibilidad por donde se pueda fugar el gas, contribuyendo a la pérdida del producto y aumentando las emisiones de gases de efecto invernadero de la instalación.

Algunas fugas, especialmente las de las tuberías de alta presión, son evidentes para los operadores experimentados y se pueden detectar a simple vista, por el sonido o el tacto; pero la mayoría de las fugas no lo son. El metano, componente principal del gas natural, es incoloro e inodoro, por lo que la mayoría de las fugas pasan desapercibidas por grandes periodos de tiempo, causando grandes pérdidas por la acumulación de producto perdido. A menudo las pequeñas fugas crecen y se convierten en grandes fugas lo

Los principales desafíos que enfrenta cualquier profesional responsable del mantenimiento del equipo son:

- ¿Cómo puedo identificar una fuga?
- ¿Cómo puedo monitorear las fugas en un gran número de componentes dentro de mi presupuesto y con las limitaciones de personal?
- ¿Cómo puedo determinar el momento de reparar una fuga, debo reparar una fuga recién descubierta?

cual agrava la situación. Un obstáculo para encontrar y reparar las fugas se debe a que existen componentes inaccesibles, como los que están muy altos o fijos por debajo de los pasillos, de forma menos frecuente se encuentran estos componentes en las inmediaciones de los operadores. Para el subgrupo de fugas conocidas por un operador, su reparación es otro reto ya que el mantenimiento puede requerir despresurizar y apagar el sistema.

Una solución comprobada para hacerle frente a estas pérdidas de una manera rentable es la implementación de un programa de Inspección y mantenimiento dirigido (DI&M por sus siglas en inglés). DI&M es una programa eficaz y rentable para detectar, medir, priorizar y reparar fugas en los equipos para reducir las emisiones de metano. Dos características clave de DI&M son los instrumentos (de detección y medición) y los procedimientos a utilizar.

Instrumentos de detección y medición

Las compañías utilizan una variedad de instrumentos o herramientas para superar los desafíos de localizar las fugas imperceptibles a los sentidos humanos, demasiado altas o alejadas de los accesos rutinarios, y demasiado tediosas de identificar dado el gran número de componen-

Instrumento/técnica de detección/medición	Efectividad	Costo de capital aprox.
Solución de Jabón	D	★ ★
Detector de Gas Electrónico	D	★
Detector Acústico / Ultrasónico	D	★ ★
TVA (Detector de Ionización de Flama)	D	★
Embolsado Calibrado	M	★
High Volume Sampler	M	★ ★ ★
Mediciones de Flujo de Fin de Tubo	M	★
Detección Infrarroja de Fugas	D	★ ★ ★

D: Detección M: Medición
 ★: menos efectiva ★★: más efectiva
 \$: menor costo \$\$\$: mayor costo de capital
 Fuente: Lecciones Aprendidas de la EPA

Tabla 1. Resumen de las técnicas de detección y medición

tes a analizar. Algunas de estas herramientas son aplicaciones de alta tecnología, mientras que otras son de baja tecnología. Cada herramienta tiene ventajas específicas de efectividad y costo; los programas avanzados de DI&M suelen utilizar la combinación de más de una herramienta. La Tabla 1 muestra un resumen de las técnicas de detección y medición utilizadas en la industria.

Una herramienta popular para la detección de fugas es una cámara infrarroja diseñada específicamente para la detección de emisiones de hidrocarburos en las instalaciones de petróleo y gas natural. El operador de la cámara puede ver la presencia de metano y de otras emisiones de hidrocarburos (invisibles al ojo humano) tal como se muestra en la Figura 2. La cámara permite que un operador escanee muchos componentes distantes.



Figura 2. Imagen de un tanque de condensado con una cámara normal (izquierda) y con una cámara infrarroja (derecha)



Figura 3. Detección de fugas utilizando una cámara infrarroja (arriba) y medición de fugas utilizando el muestreador de alto volumen (abajo)

Otra herramienta para DI&M es un medidor ultrasónico diseñado para detectar las fugas en las válvulas de cierre. El medidor detecta el ruido en el rango de ultrasonidos de alta frecuencia que se produce cuando el gas a presión se expande en el sistema, desde la válvula hacia la línea abierta. Los instrumentos electrónicos portátiles de detección de fugas son eficaces para los componentes que se encuentran al alcance del operador. Otra herramienta utilizada es una simple solución de jabón que puede ser rociada en un componente para la detección de una fuga.

Además de las herramientas para la detección de fugas, las empresas emplean herramientas de medición para cuantificar la magnitud de las pérdidas por fugas. Conociendo el volumen de las pérdidas de gas permitirá realizar un análisis económico y operativo más profundo lo que puede ayudar a priorizar los proyectos críticos. Una de las herramientas de medición, el muestreador de alto volumen (high volume sampler), es un instrumento portátil que captura el gas emitido y ofrece una tasa de fuga volumétrica de lectura automática; otras herramientas de medición incluyen rotámetros, medidores de turbina, anemómetros de hilo caliente, y las bolsas antiestáticas de volumen conocido.

La Figura 3 presenta profesionales del CDT de GAS realizando la detección de fugas con una cámara infrarroja y la medición de fugas usando un muestreador de alto volumen.

Inspección y mantenimiento dirigido a 35 estaciones de compresión	
Costos de capital	
– Cámara Infrarroja	Aprox. US\$100.000
– Muestreador de alto vol	Aprox. US\$20.000
Costo de mano de obra	Aprox. US\$6.000/año
Costo de operación	Aprox. US\$6.100/año
Cantidad de metano ahorrado	10,13 Millones de m ³ /año
Valor del gas ahorrado	US\$ 1'790.000/año
Reembolso de la inversión	1,7 meses

Tabla 2. Resumen del proyecto de DI&M

Procedimiento

El establecimiento de un programa de inspección, medición y reparación de fugas con estas herramientas es un proceso flexible que se ajusta a la necesidad de cada instalación. Un programa típico se inicia con la definición de los objetivos del programa, los que pueden variar desde aumentar la rentabilidad, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, hasta mejorar las relaciones con los vecinos y miembros de la comunidad.

Un programa de DI&M requiere de una estructura de equipo, la adquisición de instrumentos, y el desarrollo de las competencias. Se debe considerar si es necesario capacitar al personal existente, contratar nuevo personal, o contratar el servicio de terceros, el tipo de instalaciones a incluir en el programa, cuantos equipos de DI&M se van a crear, la frecuencia entre inspección e inspección, entre otros.

El equipo de DI&M debe tener en cuenta qué tipo de datos debe recolectar y cómo compartirlos con otros miembros de la compañía. Generalmente, el primer trabajo de campo es una inspección base o de referencia para identificar y cuantificar las fugas. Los resultados de la inspección base por lo general muestran que la gran mayoría de las emisiones fugitivas de metano provienen de un número relativamente pequeño de componentes, tal como se muestra en la Figura 4, los cuales pueden ser monitoreados con inspecciones subsiguientes permitiendo a los operadores concentrarse en los componentes con mayor riesgo de fuga y costos rentable de reparación.

DI&M - Estudio de caso

En el año 2007, la compañía de petróleo y gas natural Encana puso en marcha un programa de DI&M [4]. Encana eligió detectar las fugas utilizando la cámara infrarroja y cuantificar las tasas de emisión de fugas de los componentes con el

muestreador de alto volumen. Un total de 35 estaciones de compresión y 1.860 sitios de producción fueron incluidos en el programa. Los datos recogidos por el programa, mostraron la tasa de fuga de una estación de compresores de hasta 481 m³/día. Después que Encana llevara a cabo reparaciones y el mantenimiento en los componentes con fugas, las fugas de metano se redujeron un 10,13 MMm³/año, el equivalente a US\$1,79 millones de dólares al año generado por las ventas del gas que permaneció en el sistema al reparar las fugas.

La Tabla 2 muestra además los costos de capital por la compra de las herramientas para la detección y medición de fugas y los costos de operación y de mano de obra para la detección, documentación, medición y reparación de fugas. Los costos del proyecto de DI&M se han estimado usando la regla empírica que los costos de detección y medición son en promedio US\$1,00 por componente.

Proyectos de DI&M se han implementado en instalaciones alrededor del mundo debido a los beneficios económicos, medio ambientales, operativos, y de seguridad.

Un programa de DI&M requiere de una estructura de equipo, la adquisición de instrumentos, y el desarrollo de las competencias. Se debe considerar si es necesario capacitar al personal existente, contratar nuevo personal, o contratar el servicio de terceros, el tipo de instalaciones a incluir en el programa, cuantos equipos de DI&M se van a crear, la frecuencia entre inspección e inspección, entre otros.

DISPOSITIVOS NEUMÁTICOS

La industria del petróleo y del gas natural utiliza una gran variedad de dispositivos, instrumentos, y equipos de control para operar válvulas y controlar los niveles de líquido, presión, flujo o temperatura. Los dispositivos neumáticos de control alimentados con gas natural, son una fuente de emisiones de metano dado que el gas es venteadado a la atmósfera como parte de sus operaciones normales. Si bien es cierto que un dispositivo neumático en condiciones normales de funcionamiento ventea una pequeña cantidad de gas a la atmósfera; la existencia de cientos de miles de dispositivos neumáticos a lo largo de la industria los convierte en una de las principales fuentes de emisiones de metano en el sector.

La tasa real de purga (el volumen de gas que se ventea a la atmósfera) depende del diseño y los parámetros de funcionamiento del dispositivo (presión de suministro, ajustes, la frecuencia de actuación, las condiciones del proceso, y la edad o condición). Información sobre el diseño de las tasas de purga está disponible por los fabricantes de los dispositivos.

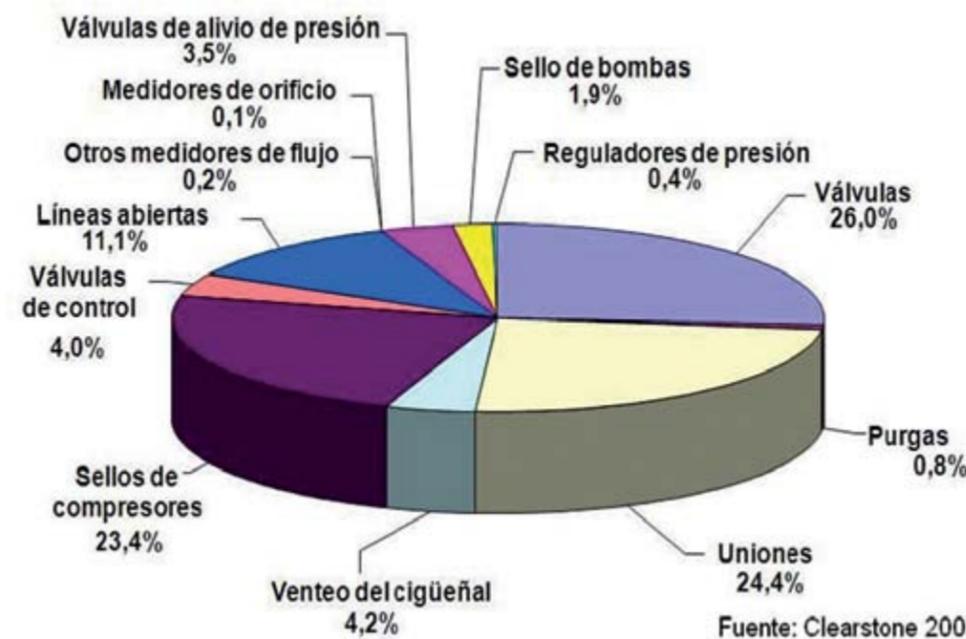


Figura 4. Distribución de pérdidas de metano por tipo de componente (procesamiento de gas)

Dispositivo	Costo (US\$)			Emisiones (Mm³/año)			Valor del gas venteado (US\$/dispositivo al año)		
	Mínimo	Máximo	Promedio	Mínimo	Máximo	Promedio	Mínimo	Máximo	Promedio
De alta purga	366,00	7.000,00	2.388,04	1,7	24,8	4,9	306,60	4.380,00	856,72
De baja purga	524,40	8.851,64	2.552,93	0,0	1,2	0,7	8,76	219,00	131,40
Kit de accesorios MIZER para adaptar un dispositivo	279,00	630,00	429,50	0,1	0,1	0,1	12,05	12,05	12,05

*No incluye el costo del dispositivo neumático

Fuente: Datos de fabricantes

Tabla 3. Opciones de dispositivos neumáticos, costo, emisiones y valor del gas venteado

El Programa Natural Gas STAR define un dispositivo neumático de alta purga como cualquier dispositivo neumático que ventee a la atmósfera más de 0,17 m³/hora de gas, lo que es equivalente a más de 1,41 Mm³ (miles de metros cúbicos) al año. Sin embargo, es común que un dispositivo neumático de alta purga ventee un promedio de 4,9 Mm³/año tal como se muestra en la Tabla 3. Cuando el venteo es menor de 0,17 m³/hora, se le conoce como dispositivo de baja purga.

Una buena oportunidad para mitigar las emisiones de metano provenientes del venteo de los dispositivos neumáticos de alta purga es reemplazarlos con dispositivos de baja purga, de purga intermitente, o adaptándolos con accesorios o piezas para reducir la purga. La experiencia en el campo nos muestra que hasta un 80% de todos los dispositivos neumáticos de alta purga pueden ser reemplazados o adaptados con equipos de baja purga. Otras tecnologías y prácticas para reducir las emisiones de metano de los dispositivos neumáticos incluyen cambiar el gas natural por aire comprimido, usar controladores eléctricos o sistemas de control mecánicos [5].

El costo de los dispositivos de baja purga puede variar desde US\$525 hasta US\$8.850 según sea el tamaño, el diseño, y la tasa de purga. El costo promedio adicional de un dispositivo de baja purga sobre uno de alta purga es solamente US\$165. El rango del valor del gas ahorrado varía desde aproximadamente US\$300 hasta US\$4.160 al año. El reembolso o retorno en la inversión de esta práctica es de 3 a 7 meses. Asumiendo que un sitio de producción de tamaño medio típicamente tiene 35 lazos de control [6], un operador podría ahorrar US\$25.375 al año al sustituir los 35 dispositivos neumáticos de alta purga con dispositivos de baja purga.

Otra práctica común para reducir las emisiones de metano es la de adaptar accesorios que permitan reducir la purga. Los kits para reducir la purga tienen un costo promedio aproximado de US\$430. El valor promedio del gas ahorrado con esta práctica es aproximadamente US\$845 por dispositivo al año y el retorno de la inversión es aproximadamente de seis meses. El mismo operador podría ahorrar US\$29.575 al año al adaptar los 35 dispositivos neumáticos de alta purga con accesorios para reducir la purga de 1.715 a 3,5 Mm³.

La Tabla 3 muestra el costo, las emisiones al año y el valor de gas venteado con los dispositivos de alta purga, baja purga y utilizando un kit de accesorios para reducir la purga.

Dispositivos neumáticos - Estudio de caso

En el año 2009, la compañía Chesapeake Energy

Área	Adaptaciones	Capital Total (US\$)	Ahorro de gas anual (Mm³)
Anardako	1.264	685.088	9.170
Arkansas	100	54.200	740
N. Mid Continent	467	253.114	2.780
Southern Oklahoma	372	201.264	2.800
W. Mid Continent	47	25.474	370
Gulf Coast	161	87.262	1.160
Louisiana	17	9.214	110
S. Permian	93	20.406	680
N. Permian	149	80.578	620
Total	2.670	1'447.140	18.430

Tabla 4. Datos de Chesapeake Energy

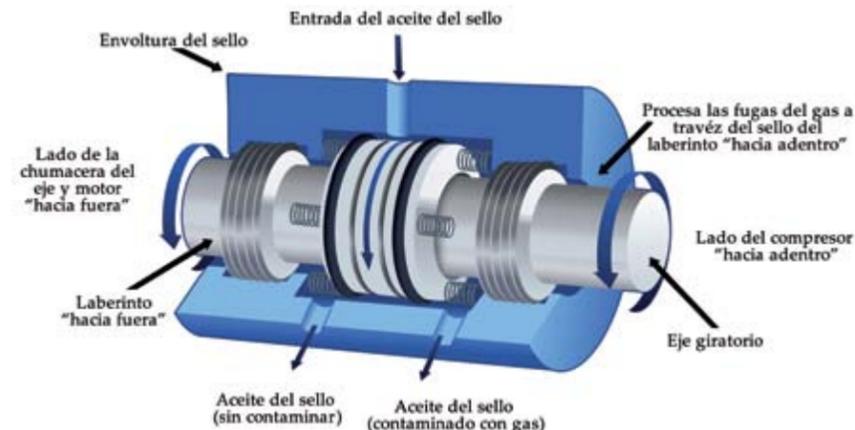


Figura 5. Sellos húmedos

de los EE.UU. utilizó kits de accesorios Mizer para adaptar 2.670 dispositivos neumáticos en nueve de sus áreas de producción. La Tabla 4 muestra el número de dispositivos neumáticos adaptados, el costo de capital y el ahorro de gas en cada área al año. El costo promedio de instalación de cada dispositivo fue de US\$542. El valor del gas ahorrado fue de US\$3,2 millones de dólares al año y el retorno de la inversión fue en aproximadamente cinco meses.

COMPRESORES

La mayor fuente de emisiones de los compresores alternativos y centrífugos proviene directamente por las fugas de los sellos.

Compresores centrífugos

Los sellos en los ejes de los compresores centrífugos evitan que el gas natural a alta presión se escape de la envoltura cilíndrica del compresor. Estos sellos pueden usar aceite de alta presión (sellos húmedos) o gas (sellos secos) El Programa Natural Gas STAR ha descubierto que los compresores con sello húmedo pueden tener niveles muy altos de emisiones de metano en el proceso de la desgasificación del aceite.

La Figura 5 muestra el esquema típico de un sello húmedo.

Las emisiones de metano de los sellos húmedos fluctúan de 1,1 a 5,7 m³/minuto [7]. Un participante del Programa Natural Gas

STAR informó haber medido emisiones de hasta 2.124 m³/día. Cabe notar que no todos los sellos húmedos ventean grandes cantidades de metano a la atmósfera. Se recomienda hacer estudios de medición de emisiones de metano para saber exactamente cuánto metano está emitiendo un determinado sello húmedo.

El Programa Natural Gas STAR ha descubierto que los compresores con sello húmedo pueden tener niveles muy altos de emisiones de metano en el proceso de la desgasificación del aceite.

Una alternativa al sistema tradicional de sellos húmedos (con aceite) es el sistema de sellos secos mecánicos. Los compresores centrífugos con sellos secos sólo fugan una muy pequeña cantidad de gas a través de los sellos (que van desde 0,01 hasta 0,08 m³/min), mucho menor que los sellos húmedos. Los sellos secos también tienen otros beneficios: ayudan a reducir el consumo de energía, mejoran la eficiencia operativa, reducen las fugas del aceite del sello en los gasoductos, y aumentan la fiabilidad del compresor. Mientras los nuevos compresores con sellos secos son menos costosos que los compresores con sellos húmedos, la opción de adaptar los sellos húmedos con sellos secos puede ser muy costosa, los costos varían de US\$296.000 a US\$324.000, dependiendo del tamaño del compresor.

Una alternativa más económica para reducir las emisiones de metano de los sellos húmedos es la de capturar el gas a la presión del compresor con un pequeño tanque desgasificador que separa el aceite del sello del gas atrapado. Este gas puede ser dirigido para combustible de la turbina de alta presión de 15 a 30 atmósferas (atm), combustible de baja presión de 3 a 4 atm, hacia la succión del compresor a baja pre-

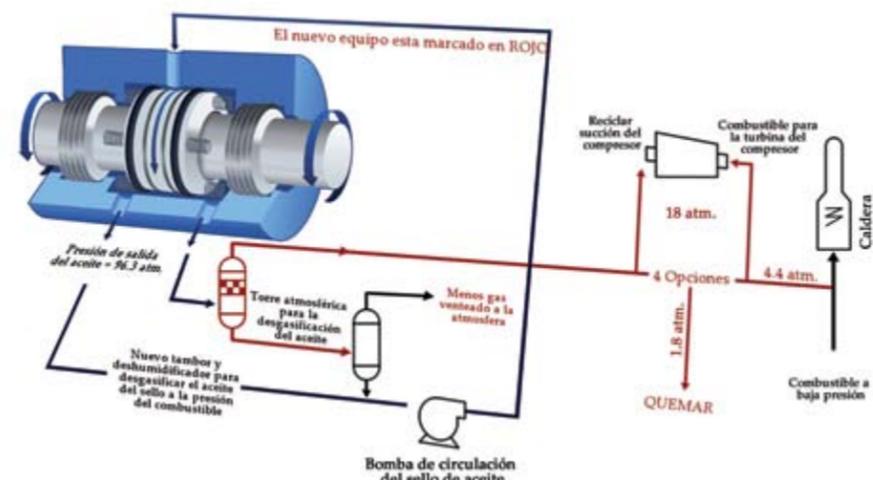


Figura 6. Diagrama para la recuperación y el uso del gas proveniente del aceite de los sellos de los compresores centrífugos.

sión, o como gas de barrido muy cerca a la presión atmosférica.

En los sistemas tradicionales, el aceite del sello contaminado con el gas suele ser enviado a un tambor de desgasificación a presión atmosférica para separar el gas del aceite donde el gas se ventea a la atmósfera. En el sistema alternativo, el gas atrapado en el aceite del sello se libera del aceite en un tambor a la presión del compresor para usarlo productivamente; y sólo una pequeña cantidad de gas queda disuelto en el aceite del sello.

La Figura 6 muestra el diagrama del sistema de desgasificación de BP donde el aceite del sello sale del compresor a una presión que varía de 1 a 300 atm. Debido a que casi todo el gas que sale del sello está atrapado y no disuelto en el aceite del sello, da lugar a que casi todas las emisiones de la desgasificación del aceite de sello puedan ser recuperadas y utilizadas como gas u otro tipo de combustible.

Desgasificación de los sellos húmedos del compresor centrífugo - Estudio de caso

BP ha implementado esta tecnología en más de 100 compresores de sellos húmedos en Alaska. Los compresores de BP fueron fabricados con estos sistemas, pero una compañía podría adaptar sus compresores; la economía del proyecto se muestra en la Tabla 5. La inversión para la recuperación del aceite del sello y la desgasificación de las emisiones incluye el costo de instalación de los equipos, aproximadamente US\$22.000 siempre y cuando el equipo de combustión adecuado ya esté puesto en marcha. Los costos de operación y mantenimiento son mínimos. En las operaciones de BP, la captura de emisiones de la desgasificación del aceite del sello realiza ahorros en los costos de operación por la reduc-

ción del consumo de gas combustible en la instalación. Otras compañías también podrían ahorrar al dirigir el gas recuperado a la línea de ventas. Teniendo en cuenta que las emisiones promedio de metano de un compresor de sello húmedo son de 3,4 m³/minuto, el volumen de metano perdido representa US\$315.500 al año

Captura y uso del metano proveniente de la desgasificación de los sellos húmedos de los compresores centrífugos	
Costos de capital e instalación	Aprox. . US\$ 22.000
- tambor desgasificador intermedio	
- nueva tubería	
- filtro de gas	
- regulador de presión para la tubería de gas combustible	
Costo de mano de obra y mantenimiento	Mínimo
Cantidad de metano ahorrado	Aprox. 1,8 MMm ³ /año
Valor del gas ahorrado	Aprox. US\$315.000/año
Reembolso de la inversión	0,8 meses

Tabla 5. Resumen de un proyecto de desgasificación del aceite

Reemplazo de las empaquetaduras de los vástagos en ocho compresores alternativos	
Costos de capital	Aprox. US\$ 45.000
Costos de mano de obra	Aprox. US\$ 5.000
Cantidad de metano ahorrado	Aprox. 2,4 Mm ³ /año
Valor del gas ahorrado	Aprox. US\$130.460/año
reembolso de la inversión	5 meses

Tabla 6. Resumen de un proyecto para reemplazar las empaquetaduras de los vástagos

Natural Gas STAR y la Iniciativa Global de Metano

La información en este artículo proviene de una colaboración de 18 años entre la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA por sus siglas en inglés) y la industria del petróleo y gas natural. El Programa Natural Gas STAR, iniciado en los EE. UU. en 1993 y ampliado en 2006 para incluir compañías con operaciones fuera de los EE.UU., es una asociación voluntaria entre la EPA y las compañías de petróleo y gas que promueven las tecnologías y prácticas rentables para reducir las emisiones de metano en la producción de petróleo y gas, así como en el procesamiento, el transporte y la distribución de gas natural. A través de estos 18 años de colaboración con las compañías de petróleo y gas natural de los Estados Unidos, la EPA ha recopilado una amplia gama de información técnica sobre prácticas y tecnologías para la mitigación de emisiones de metano, las cuales han sido implementadas exitosamente por estas compañías. El Programa Natural Gas STAR cuenta hasta la fecha con más de 130 socios corporativos de petróleo y gas (14 de los cuales son asociados internacionales) y ha logrado reducciones de emisiones de metano por más de 30.000 MMm³ desde su creación en 1993 [10].

La EPA administra el Programa Natural Gas STAR Internacional como parte de la contribución de los EE. UU. a la Iniciativa Global de Metano (llamada anteriormente Metano a los Mercados), la cual es una asociación multilateral cuyo propósito es el de crear un marco voluntario de cooperación internacional para reducir las emisiones antropogénicas de metano de cinco sectores: agricultura, minas de carbón, rellenos sanitarios, aguas residuales, y sistemas de petróleo y gas. La Iniciativa es un proyecto de colaboración en la que participan 40 países miembros, incluyendo Colombia, Ecuador, Perú, Chile, Argentina, Brasil y México, quienes promueven la recuperación y uso del metano como una valiosa fuente de energía limpia, a corto plazo y a un costo razonable para fortalecer las economías.

Mayor información sobre el Programa Natural Gas STAR y la Iniciativa Global de Metano se puede encontrar en: www.epa.gov/gasstar/tools/recommended.html y www.globalmethane.org.

a un precio promedio del gas de US\$ 176,55/1.000 m³. Se estima que la recuperación, tratamiento y uso de estas emisiones en los sistemas de combustible de alta y / o baja presión podría amortizar la inversión en menos de un mes por el ahorro en la compra de gas combustible.

La captura y el uso de las emisiones provenientes de la desgasificación de aceite del sello es una opción de proyecto que requiere menos capital que la alternativa de adaptar de compresores centrífugos con sellos secos. Utilizar las emisiones de metano del aceite del sello como combustible, o dirigir el gas a la succión de un compresor, es una oportunidad

para convertir una pérdida de gas en una mejora de la eficiencia del sitio, así como un proyecto con flujo de caja positivo.

El valor del gas natural recuperado, en combinación con el ahorro de costos, un entorno de trabajo más seguro, y una mayor eficiencia operativa, hacen que estas sean opciones sólidas para las empresas interesadas en reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero.

Compresores Alternativos

Los compresores alternativos, también conocidos como compresores reciprocantes o de pistón, son muy usados en la industria del gas natural. Comúnmente, estos compresores tienen un promedio de cuatro cilindros; cada cilindro tiene un sistema de empaquetaduras. Todos los sistemas de empaquetaduras ventean gas bajo condiciones normales de operación.

Bajo las mejores condiciones, un sistema nuevo de empaquetadura, correctamente alineado y ajustado, puede permitir que se fuguen aproximadamente 0,32 m³/hora de gas. Sin embargo, conforme el sistema envejece, la tasa de fugas aumenta por el desgaste de los anillos de la empaquetadura y del vástago del pistón. Un participante del Programa Natural Gas STAR informó que midió emisiones de gas de 25,5 m³/hora en uno de los vástagos de un compresor. La Figura 7 muestra un sistema típico de la empaquetadura de vástago de un compresor.

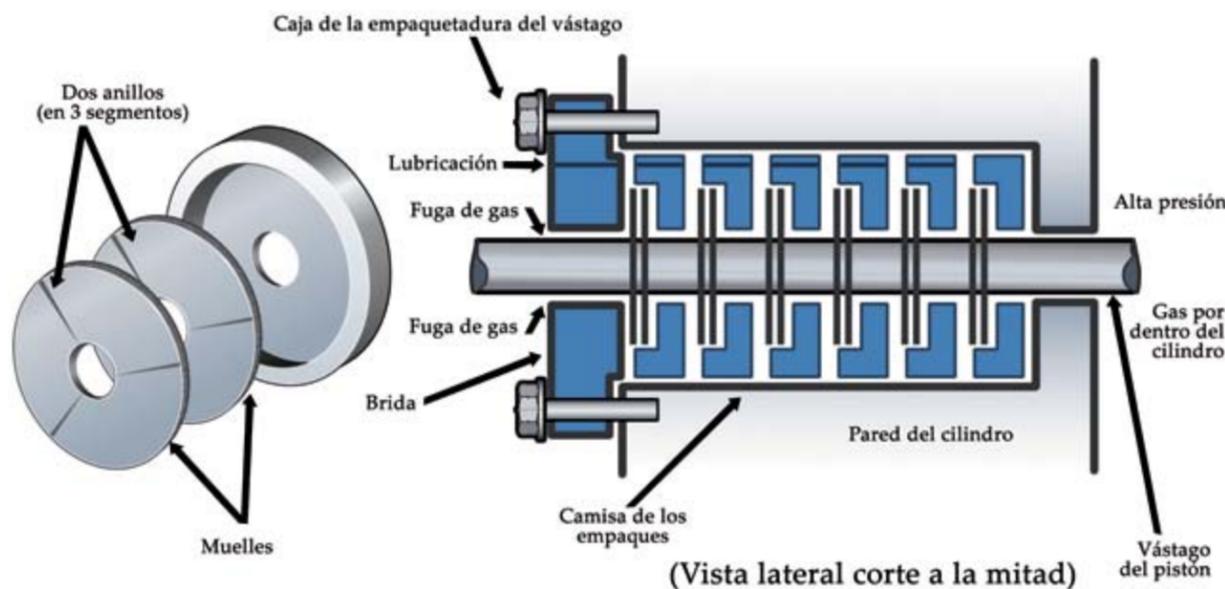
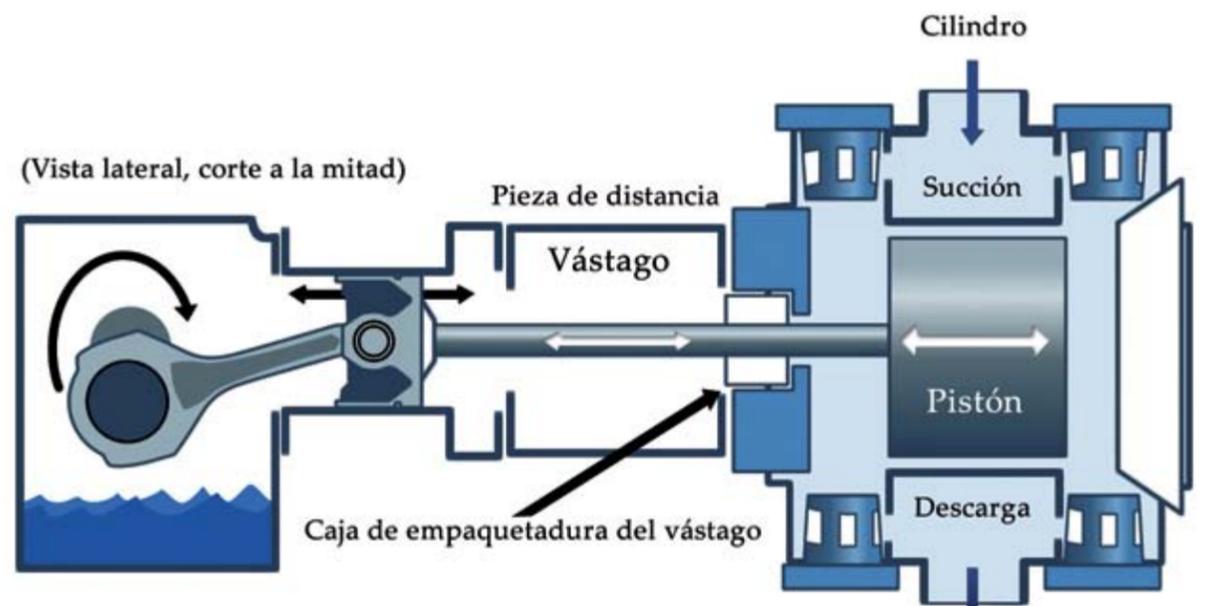


Figura 7. Sistema típico de la empaquetadura del vástago del compresor

Las fugas de metano se pueden reducir reemplazando económicamente los anillos de la empaquetadura del vástago del pistón llevando a cabo un programa de medición y monitoreo para luego calcular el umbral de reemplazo económico tal como se presenta en las Lecciones aprendidas de los participantes del Programa Natural Gas STAR: Reducción de las emisiones de metano de los sistemas de la empaquetadura del vástago del compresor [8].

Reemplazar las empaquetaduras del vástago del compresor - Estudio de caso

La Corporación de petróleo y gas (ONGC) de la India, luego de la colaboración con el Programa Natural Gas STAR, consideró cambiar las empaquetaduras de los vástagos en el año 2007. En el 2008, un equipo conformado por miembros de la EPA/ONGC realizó un estudio de medición en ocho compresores de pistón en las instalaciones de Assam, descubriendo una tasa de emisión de 2,84 MMm³ de metano al año proveniente

de las empaquetaduras de los vástagos. El estudio estimó la inversión requerida y el posible aumento de caudal de gas, y determinó que la recuperación de la inversión para el proyecto en ocho compresores se podría realizar en menos de cinco meses.

La ONGC informó [9] que el costo de las empaquetaduras del vástago fue de US\$ 45.000² y alrededor de US\$5.000 por el costo de la mano de obra. La ONGC completó con éxito su proyecto de cambio de las empaquetaduras de los vástagos tal como se muestra en la Tabla 6.

CONCLUSIONES

Las oportunidades de reducción de emisiones de metano a costos razonables en la industria del petróleo y del gas natural varían de país a país, según los niveles de infraestructura física e institucional y el precio del gas natural. No obstante, muchas de las opciones y tecnologías disponibles de reducción a un costo razonable pueden aplicarse en general en toda la industria del petróleo y del gas natural.

Tal como se presenta en este artículo, las compañías de petróleo y de gas en todo el mundo han encontrado que la reducción de las emisiones de metano puede ser económicamente y operativamente beneficiosa, así como para el medio ambiente. Los operadores tienen muchas opciones tecnológicas para reducir las pérdidas del gas natural, con muchos proyectos que consisten en simples medidas de bajo costo, tales como el ajuste de los componentes de los equipos con fugas y medidas de mayor escala tales como sustituir o adaptar los dispositivos neumáticos de alta purga. El valor del gas natural recuperado, en combinación con el ahorro de costos, un entorno de trabajo más seguro, y una mayor eficiencia operativa, hacen que estas sean opciones sólidas para las empresas interesadas en reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero.

REFERENCIAS

Online references [Accessed: 02-Nov-2011]

[1] U.S. Environmental Protection Agency, «DRAFT. Global Anthropogenic Non-CO2 Greenhouse Gas Emissions: 1990 - 2030». Ago-2011.

[2] «Global Gas Flaring Reduction». [Online]. Available: <http://go.worldbank.org/R54GVV2QD1>

[3] U.S. Environmental Protection Agency, «DRA-

FT. Global Anthropogenic Non-CO2 Greenhouse Gas Emissions: 1990 - 2030». Ago-2011.

[4] U.S. EPA «Programa de inspección y mantenimiento dirigido y detección de fugas con cámara infrarroja» [Online]. Available: http://epa.gov/gasstar/documents/workshops/vernal-2010/04_vernal.pdf.

[5] U.S. EPA «Opciones para reducir las emisiones de metano de los dispositivos neumáticos en la industria de gas natural». [Online]. Available: [http://www.epa.gov/gasstar/documents/spanish/ll_pneumatic\(sp\).pdf](http://www.epa.gov/gasstar/documents/spanish/ll_pneumatic(sp).pdf).

[6] U.S. EPA «Convierta los controles neumáticos de gasa aire comprimido para instrumentación». [Online]. Available: [http://www.epa.gov/gasstar/documents/spanish/ll_instrument_air\(sp\).pdf](http://www.epa.gov/gasstar/documents/spanish/ll_instrument_air(sp).pdf)

[7] U.S. EPA «Reemplazo de sellos húmedos por sellos secos en compresores centrífugos». [Online]. Available: [http://www.epa.gov/gasstar/documents/spanish/ll_wetdryseals\(sp\).pdf](http://www.epa.gov/gasstar/documents/spanish/ll_wetdryseals(sp).pdf).

[8] U.S. EPA «Reducción de emisiones de metano de los sistemas de empaquetadura de la varilla del compresor alternativos». [Online]. Available: [http://www.epa.gov/gasstar/documents/spanish/ll_rod_packing_systems\(sp\).pdf](http://www.epa.gov/gasstar/documents/spanish/ll_rod_packing_systems(sp).pdf).

[9] «ONGC's M2M Program Initiatives: A Case Study». [Online]. Available: http://www.globalmethane.org/expo/docs/postexpo/oil_chakraborty.pdf.

[10] U.S. EPA «Accomplishments | Natural Gas STAR Program». [Online]. Available: <http://www.epa.gov/gasstar/accomplishments/index.html#three>.

Carey Bylin, U.S. EPA Bylin.Carey@epamail.epa.gov +1-202-343-9669

Don Robinson, Brian Gillis y Mariella Cacho ICF Internacional (www.icfi.com) +1-703- 934-3606

² Tipo de cambio: 1 Indian Rupee = US\$0.0239