

Reducción de emisiones de metano en el sector del petróleo y del gas

Por *Carey Bylin y Jorge Plauchú*

Se estima que, en 2010, las emisiones de metano de la industria del petróleo y del gas natural serán de unas 1.354 MtCO₂ equivalente¹. Lo anterior se traduce en 95.000 millones de m³ o US\$ 16.760 millones² en valor de mercado del gas natural que se pierde en la atmósfera anualmente. Dado que el metano es el principal componente del gas natural, además de ser un poderoso gas de efecto invernadero, la reducción de las emisiones de este compuesto provenientes de la industria del petróleo y del gas natural trae beneficios significativos al medio ambiente a nivel global, adicionalmente a otros beneficios económicos, operacionales y de seguridad para las compañías del sector.

Las emisiones de metano procedentes de los sistemas de petróleo y gas son resultado, principalmente, de la operación normal, de actividades de mantenimiento rutinario, así como de disturbios operativos. La reducción de emisiones fugitivas de metano disminuye las pérdidas de productos, mejorando la seguridad energética e incrementando los ingresos y la disponibilidad de gas a ventas.

Este artículo trata acerca de oportunidades y métodos disponibles para identificación, medición y reducción de emisiones de metano de una amplia variedad de equipos en instalaciones de producción y procesamiento,

así como en instalaciones de transporte y distribución en la cadena de valor de suministro de gas natural.

Asimismo, se proporciona información detallada de algunas de las tecnologías probadas a nivel internacional que pueden ser aplicables con éxito para el caso de la industria del petróleo y del gas en la Argentina, incrementando los ingresos así como los beneficios ambientales.

Natural Gas STAR y Metano a Mercados

La información brindada en este artículo proviene de una colaboración de 16 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 en EE.UU., iniciado en 1993, es una asociación voluntaria de compañías de petróleo y gas que promueve las tecnologías y prácticas rentables que reducen emisiones de metano en la producción de petróleo así como en todos los sectores de la industria del gas natural. A lo largo de 16 años de colaboración con compañías de petróleo y gas natural de Estados Unidos, la EPA ha construido una amplia gama de información técnica sobre acciones 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 120 socios corporativos de petróleo y gas (10 de los cuales son asociados internacionales) y ha logrado reducciones de emisiones de metano en casi 19,2 mil millones de metros cúbicos.

El programa Natural Gas STAR amplió su alcance con el inicio de la asociación Metano a Mercados, la cual entró en funciones el 16 de noviembre de 2004, en una junta ministerial en Washington, D.C., Estados Unidos, con 14 países fundadores como signatarios, entre ellos la Argentina. Los países socios se comprometieron a reducir las emisiones de metano de fuentes clave, destacando la importancia de fomentar la implementación de proyectos de uso y captura de metano en países en desarrollo y con economías en

transición. La asociación promueve la cooperación internacional, así como entre gobiernos, organizaciones e instituciones privadas; la participación e implementación de los proyectos es voluntaria. Actualmente, Metano a Mercados cuenta con 28 países socios. En conjunto, los países representados aportan más del 70% de las emisiones de metano de las fuentes atendidas por la asociación a nivel mundial en los sectores: agropecuario, rellenos sanitarios, minas subterráneas de carbón y sistemas de petróleo y gas.

En concordancia con sus objetivos, las actividades de Metano a Mercados se dirigen a apoyar el desarrollo de proyectos en el sector de petróleo y gas natural; para ello se brinda asistencia técnica (basada en 16 años de experiencia en operaciones reales en los Estados Unidos y otras regiones del mundo), sin costo para las compañías de petróleo y gas interesadas en proyectos de reducción de emisiones de metano.

Dicha asistencia puede consistir en:

- Documentación técnica, incluyendo tecnologías y prácticas rentables para reducción de emisiones de metano.
- Transferencia de tecnología mediante talleres y conferencias, capacitación, viajes de estudio y fortalecimiento de capacidades.
- Identificación de proyectos, asistencia técnica, incluyendo estudios de prefactibilidad, factibilidad y mediciones in situ.

Actividades de M2M en la Argentina

En noviembre de 2008, se llevó a cabo uno de los talleres de transferencia de tecnología, con la colaboración destacada del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Pan American Energy Argentina y Transportadora de Gas del Sur, además de la participación de un buen número de empresas del sector, representadas por personal técnico durante el evento.

Asimismo, durante 2007 y 2008 se han realizado diversas charlas introductorias a Metano a Mercados con las principales empresas de los sectores de producción, procesamiento, transporte y distribución en el país, incluyendo

estudios de prefactibilidad de medidas de reducción de emisiones de metano para empresas del sector.

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 de operación. En general, las oportunidades de reducción de emisiones de metano se clasifican en tres categorías:

- Actualizaciones de tecnologías o equipo, como válvulas reguladoras de baja emisión que reducen o eliminan los escapes de los equipos o las fugas de emisiones.
- Mejores prácticas administrativas, como la detección de fugas y los programas de medidas que aprovechen las mejoras en tecnologías de medición o de reducción de emisiones.
- Proyectos de inversión, en los cuales se contemplan nuevos equipos y procesos.

Independientemente de la oportunidad y el potencial de reducción de emisiones de cada caso en particular, los siguientes hechos se han verificado de manera constante al implementar proyectos de reducción de emisiones:

- El primer paso consiste en la identificación y cuantificación de emisiones de metano.
- Las tecnologías probadamente exitosas para recuperación o reducción de emisiones son fuentes de ingresos y de beneficios ambientales, mejorando la seguridad de las operaciones.
- El liderazgo y compromiso de los más altos niveles de la empresa aceleran la implementación de proyectos al hacer disponibles los recursos y financiamiento necesarios para ello.
- La reducción de emisiones de metano no sólo es del interés de las empresas operadoras, sino también de los socios corporativos, las instituciones financieras

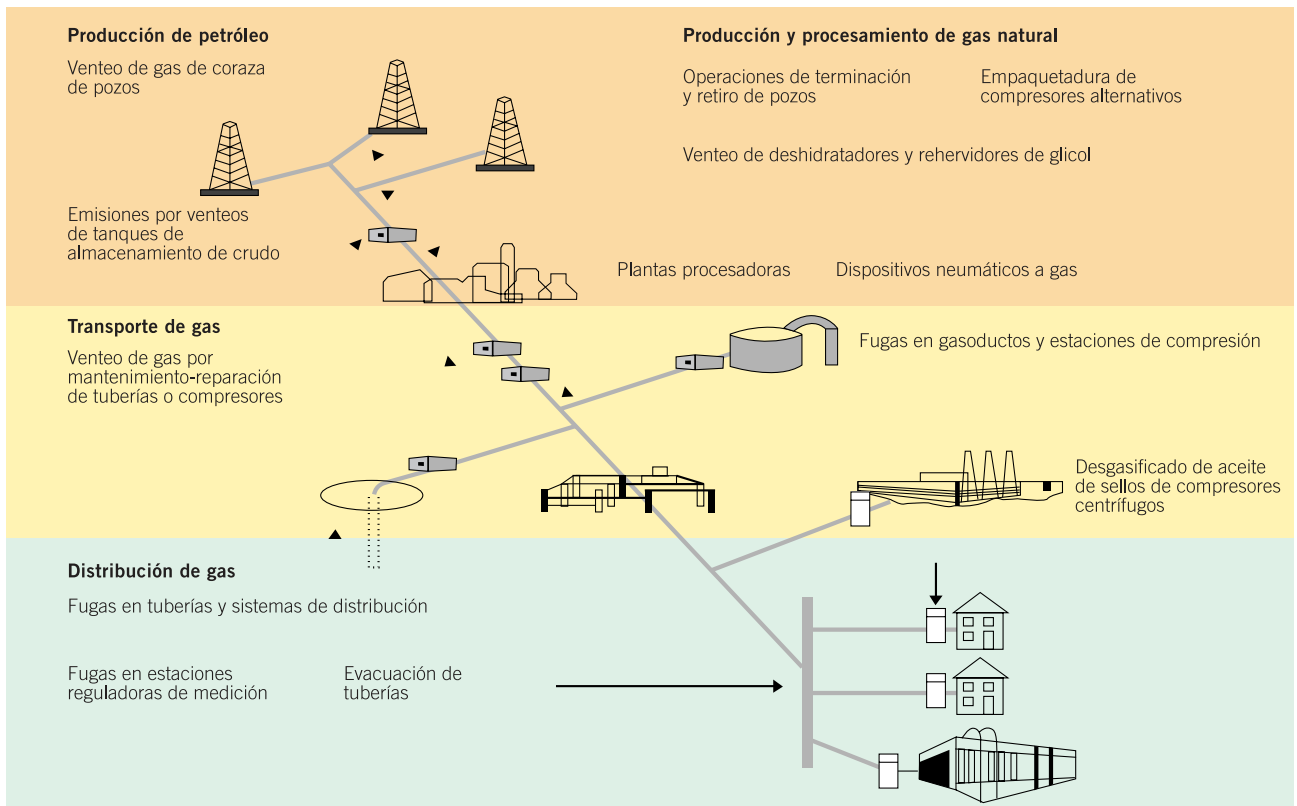


Figura 1. Oportunidades de reducción de emisiones de metano en la industria de petróleo y gas. Fuente: Weatherford

y de inversión, desarrolladores de proyectos de mecanismos flexibles de comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, de autoridades ecológicas y energéticas y del público en general.

La mitigación de emisiones de metano de la infraestructura global de la industria del petróleo y del gas representa una oportunidad para incrementar la rentabilidad de las operaciones, trayendo al mismo tiempo beneficios ambientales indiscutibles. Este esfuerzo se ha potenciado gracias a la colaboración entre diversos actores de los sectores público y privado, así como su interacción con las empresas de petróleo y gas.

La figura 1 muestra un panorama de las oportunidades para reducir emisiones de metano a lo largo de la cadena de valor del petróleo y del gas natural.

Las oportunidades de reducción de emisiones de metano a costos razonables en el sector de petróleo y gas varían enormemente 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.

Dada la integración de la industria en la Argentina, en donde están presentes todas las actividades de esta cadena de valor, existen oportunidades de gran alcance y extensión, así como nichos en donde se cuenta con la experiencia de tecnólogos y suministradores de equipos y materiales para asesorar a las empresas en cada caso particular.

No obstante, y a partir de los resultados obtenidos y experiencia adquirida durante los años de operación de la asociación y los programas mencionados, así como del intercambio de opiniones con actores relevantes del sector en la Argentina, a continuación se presentan resumidas algunas de estas oportunidades. Pueden encontrarse las presentaciones detalladas sobre las siguientes actividades en http://www.epa.gov/gasstar/workshops/techtransfer/2008/argentina_sp.html

Terminaciones “verdes” o de emisiones reducidas

En ocasiones, el gas natural se presenta en formaciones cerradas, por lo cual se requiere de fractura hidráulica

para la estimulación del flujo del gas desde el reservorio. La práctica común al terminar un pozo de gas después de la perforación es enviar a antorcha o ventear el gas producido inicialmente, para efectuar un barrido de fluidos de perforación, arena y agua en la camisa y zonas adyacentes del pozo. Una alternativa es instalar en el sitio de la perforación equipo y dispositivos que permitan la limpieza del gas, de manera de lograr especificaciones de ventas para el mismo.

El equipo en cuestión incluye, entre otros elementos, trampas de arena portátiles, separadores y un deshidratador en caso de que la instalación permanente no se haya terminado o se encuentre fuera de servicio por mantenimiento. En el caso de pozos de



Figura 2. Equipo portátil para terminaciones. Fuente: Weatherford

baja presión, es posible que también se requiera la instalación de un compresor portátil para extraer gas de la tubería de gas a ventas, con el fin de inyectarlo al pozo para su estimulación y permitir “empujar” al gas a la línea de ventas hasta que se hayan extraído el total de líquidos y sólidos producto de la perforación. Estas prácticas son denominadas “terminaciones verdes”, por algunas de las empresas que las han implementado. En la figura 2 puede apreciarse un equipo como el descrito, montado en una plataforma rodante para facilitar su transporte una vez concluido el trabajo en cada ubicación.

Se han reportado recuperaciones de hasta el 92% del gas que anteriormente se quemaba o venteaba, con una reducción del tiempo entre el inicio del barrido y la entrega de gas a ventas de tres semanas, en la situación anterior, a 2,5 días en promedio con esta técnica. Las recuperaciones de gas son variables, oscilando entre 50.000 y 700.000 m³/pozo. Dado que estos equipos son portátiles, pueden dar servicio a muchos pozos en el

transcurso de un año. El período de retorno de inversión con precios de gas de la Argentina, se aproxima a dos años.

Instalación de elevadores de émbolo (*plunger lifts*) / automatización inteligente

En pozos maduros, la acumulación de fluidos en la tubería del pozo puede obstruir y en ocasiones detener la producción de gas. El flujo se restablece frecuentemente “soplando” el pozo, es decir permitiendo su venteo a la atmósfera, lo que resulta en emisiones de metano importantes. El *plunger lift* utiliza precisamente la acumulación del gas a la presión de cierre en la camisa del pozo para impulsar el émbolo hacia arriba, el cual a su vez impulsa la columna de líquido acumulada sobre él. Se han reportado promedios de reducción de venteos o quema de gas de 20.000 m³ de gas por año, así como incrementos de producción de gas. Un esquema de este tipo de dispositivo se muestra en la figura 3.

Un gran número de *plunger lifts* están programados con base en ciclos de tiempo uniformes; esto no siempre se adapta a la tasa de producción del pozo, resultando en una operación demasiado rápida o demasiado lenta, lo que puede provocar ya sea bloqueo que impide al fluido salir a la superficie o bien se debe ventear gas para que el émbolo se eleve. La automatización de estas operaciones involucra tomar en cuenta y monitorear variables tales como la presión de la línea y la envolvente, la presión de la línea a ventas, el flujo del pozo y el tiempo de viaje y carrera del émbolo. Con la información de estas variables, el sistema encuentra la mejor combinación de operación con los beneficios de venteo reducido de gas, y la consecuente recuperación de este energético y su valor, incrementando al mismo tiempo las reducciones de metano.

Existen en el mercado controladores automáticos que pueden ayudar a incrementos de producción de un 10 a un 20%, con emisiones de metano reducidas en 14 Mm³/año.

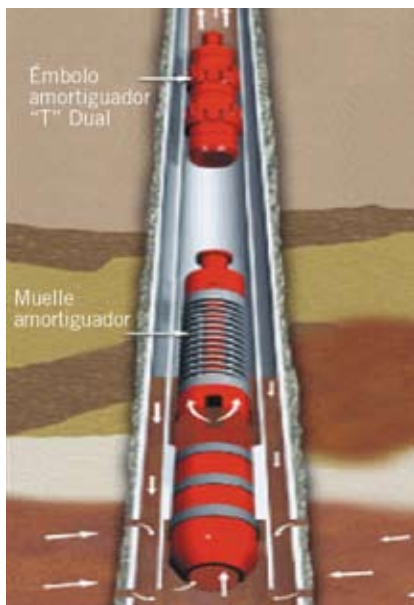


Figura 3. Esquema de plunger lift.
Fuente: Weatherford

Además, se reduce la mano de obra requerida, optimizando las actividades de producción, y se incrementa la seguridad con el monitoreo de condiciones potencialmente inseguras, permitiendo monitorear otros equipos y componentes del pozo. El costo de estos equipos oscila entre los 7.000 y 15.000 dólares. La figura 4 ha sido obtenida a partir de datos de una instalación real, antes y después de la entrada en operación de los dispositivos de control mencionados.

Reemplazo de instrumentación neumática de alta purga operada a gas

La instrumentación neumática operada a gas es la mayor fuente de emisiones de metano del sector, debido a que es ampliamente utilizada en múltiples instalaciones. Como parte

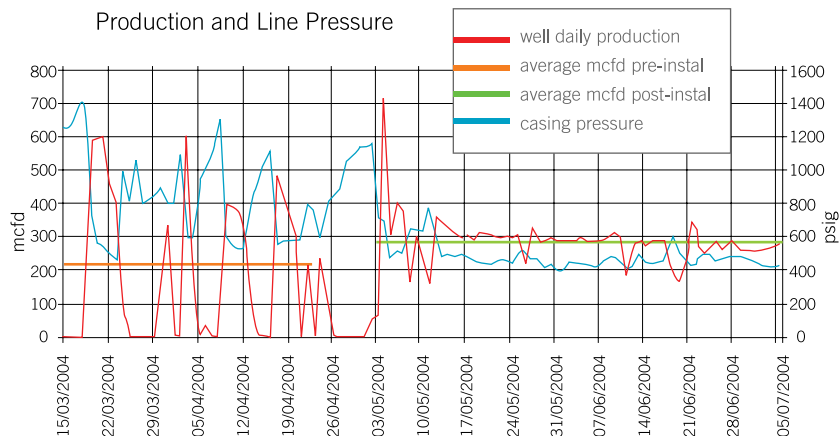


Figura 4. Gráfica de comportamiento de pozo con plunger lift optimizado. Fuente: Weatherford

de su principio de funcionamiento, la instrumentación neumática libera gas natural a la atmósfera, donde la instrumentación de alta purga emite a la atmósfera por encima de 2,9 lpm que son equivalentes a más de 1,45 Mm³ al año y que normalmente purga en promedio 4 Mm³/año.

Existen varias formas de reducir las emisiones de metano derivadas de la instrumentación neumática; en primer lugar se busca reemplazar la instrumentación de alta purga con instrumentación de baja purga (hasta el 80% de toda la instrumentación neumática de alta purga puede ser reemplazada o ajustada con equipo de baja purga), reajustar el controlador con accesorios de reducción de purga y dar mantenimiento para reducir las pérdidas; los ahorros en gas frecuentemente pagan el incremento de costos en cortos períodos de tiempo (5 a 12 meses). Por otra parte, pueden incorporarse piezas que permiten reducir la purga, las cuales suministran los fabricantes de equipo en forma de paquetes o kits; el tiempo de reempla-

zo es de aproximadamente 24 meses y su potencial de reducción de hasta 90%. Puede también establecerse un programa de mantenimiento, con el cual pueden reducirse las emisiones en un 25% aproximadamente. Por último, puede cambiarse el sistema a aire comprimido, una vez analizados los costos y beneficios del proyecto.

Inspección y mantenimiento dirigidos (I & MD)

Las emisiones fugitivas de equipo y componentes en estaciones de compresión y plantas de proceso son considerables. Estas emisiones provienen de empaquetaduras, sellos y otros componentes expuestos a esfuerzos térmicos y mecánicos, particularmente en las inmediaciones de los compresores, tales como bridas, válvulas, conexiones y otros. La implementación de un programa de I & MD ha demostrado sus bondades tanto económica como ambientalmente. Este programa inicia con el censo, identificación y medición de todas las fuentes de emisiones de metano de la instalación. Estas actividades generalmente encuentran que las mayores fugas en el sistema provienen de unos cuantos componentes. Existen herramientas poderosas para distinguir las fugas que se presentan, tales como la cámara infrarroja ajustada para visualizar hidrocarburos, y para cuantificar las emisiones, como el medidor de alto flujo o HVS, por sus siglas en inglés, los cuales se muestran en la figura 5, así como otros dispositivos de medición y detección.



Figura 5. Cámara infrarroja y medidor de alto flujo. Fuente: Leak Surveys Inc.

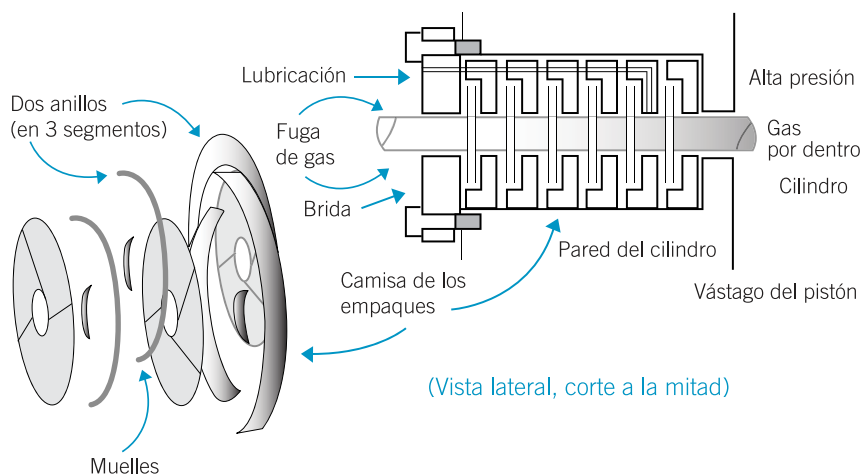


Figura 6. Sección transversal de empaquetadura de vástago de un compresor alternativo

Reducción de emisiones de metano mediante la instalación de unidades recuperadoras de vapores (URV) en tanques de almacenamiento, medición y paso de crudo o condensados

La transferencia del crudo o condensados del separador de media o baja presión hacia tanques de almacenamiento atmosféricos necesariamente provoca el flasheo de hidrocarburos ligeros, entre los que se encuentra el metano. Durante el almacenamiento, el crudo evapora más de estos hidrocarburos, con pérdidas que pueden llegar a ser importantes. Las emisiones de estos tanques son la segunda mayor fuente de emisiones de metano en el sector de producción de la industria de petróleo y gas. Las URVs son dispositivos relativamente simples con capacidad de capturar un 95% de los vapores de hidrocarburos. Una alternativa al empleo de compresores es la de un sistema de termocompresión, es decir el uso de un eyector para realizar la labor de compresión. La figura 7 corresponde a una instalación real de una URV a base de compresores.

Estos sistemas pueden oscilar, según su tipo y tamaño, entre 30.000 y 100.000 dólares, mientras que la recuperación estimada de gas es de unos 100.000 m³/año. Existe una alternativa a este sistema denominado torre de recuperación de vapores, con funcionamiento similar pero grandes ventajas con niveles oscilantes para recuperar el gas de manera eficiente.

Reducción de las emisiones de metano en compresores alternativos

La determinación del umbral de reparación (punto en el cual los beneficios económicos del reemplazo de empaques y vástagos de compresores satisfacen los criterios económicos establecidos por la empresa), junto con el monitoreo de fugas por las empaquetaduras de compresores alternativos, ayudan a reducir emisiones fugitivas y necesidades de mantenimiento en estos equipos. Todos los sistemas de empaquetadura fugan en condiciones normales. Cuando un sistema nuevo se instala de manera cuidadosa y adecuada, pueden ahorrarse de 0,2 a 30 m³/h de gas. Un esquema de estos sistemas de sellado se muestra en la figura 6.

de gas en la línea y por ende, la cantidad de gas disponible para venteo o quema. Lo anterior puede lograrse evacuando o reduciendo la presión de la línea mediante el funcionamiento continuado de los compresores hasta el límite impuesto por su relación de compresión. Esto puede ahorrar al menos un 50% del gas venteado o quemado. Por otra parte, también podría utilizarse un compresor portátil diseñado ad-hoc para terminar de evacuar la línea, o bien para pasar el gas en la tubería a reparar a otro depósito, gasoducto o planta. Un ajuste en la infraestructura para reducir las distancias entre válvulas también puede ser parte de la solución.

Reducción de emisiones de metano durante el mantenimiento y reparación de gasoductos

En las operaciones de mantenimiento y reparación de gasoductos, generalmente previo a cualquier actividad intrusiva se ventea el total del gas contenido en el tramo de gasoducto en cuestión, que corresponde al volumen total de la tubería que queda entre dos válvulas consecutivas a ambos lados del tramo o dispositivo a reparar, las cuales pueden estar a varios km una de otra. Una forma en que los socios de Natural Gas STAR han encontrado que se pueden reducir las emisiones disminuyendo la cantidad



Figura 7. URV instalada en batería de tanques

Herramientas y apoyos disponibles

El sitio de Natural Gas STAR de la EPA, proporciona más de 80 tecnologías probadas de reducción de emisiones, incluyendo cifras de orden de inversión y beneficios para calcular de manera preliminar el potencial de reducción de emisiones de metano. Ellas se pueden encontrar en la página <http://www.epa.gov/gasstar/tools/recommended.html>; algunos de estos documentos han sido traducidos al castellano, y pueden encontrarse en la siguiente página: <http://www.epa.gov/gasstar/tools/spanish/index.html>. Estas tecnologías se presentan clasificadas por sector de aplicación incluyendo un resumen de costos de inversión aproximados y retornos de inversión.

Asimismo, se ha desarrollado una herramienta denominada "ON TIME Tool" (figura 8), la cual es pública y da acceso a los usuarios a diagramas claros de diferentes operaciones de la

industria, en donde se indican, para cada operación, las probables fuentes de emisiones de metano. Al colocar el cursor sobre cada una de dichas fuentes, se despliegan listados que permiten acceder a diagramas de flujo específicos, glosario de términos, tecnologías de mitigación, proyectos de referencia y descripción del sector. Esta herramienta puede consultarse en la página <http://www.gastool.methanetomarkets.org/m2mtool/oil.html>

Adicionalmente, puede solicitarse asistencia uno a uno por las empresas que decidan unirse a la asociación Natural Gas STAR International, con lo que se tiene acceso a estudios de medición, asesoría de expertos y disponibilidad de recursos para proyectos piloto, según sea el caso.

Conclusiones

Existen muchas posibilidades de reducción de emisiones rentables de

metano en la industria del petróleo y del gas, las cuales deben ser consideradas cuidadosamente de forma previa a su implementación.

Una buena cantidad de empresas de petróleo y gas alrededor del mundo ya han aplicado estas medidas de reducción de emisiones de metano con excelentes resultados.

Los beneficios de la implantación de estas medidas pasan por el aspecto económico, pero tienen también efectos benéficos sobre el medioambiente. Las metodologías desarrolladas por la EPA y sus socios son útiles en la identificación y estimación de potenciales de emisión.

Además de que el valor del gas natural ahorrado puede hacer el proyecto rentable, estos proyectos también podrían beneficiarse de la obtención de créditos de carbono bajo el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL), de acuerdo con las modalidades del Protocolo de Kioto.

Existen herramientas disponibles de diversas fuentes para estimar emisiones y potenciales de reducción, así como

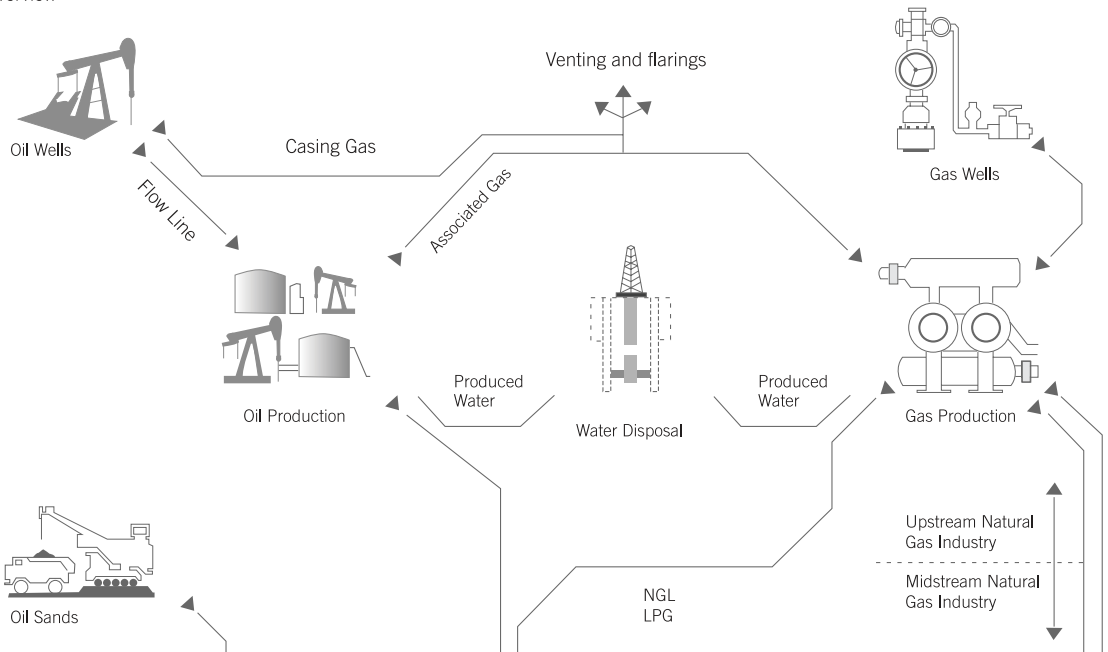


Figura 8. Despliegado de la herramienta "ON TIME Tool"

costos gruesos de implementación de medidas, lo que permite realizar análisis de orden de magnitud para orientar las primeras decisiones acerca de la implantación de planes de acción de mitigación de emisiones de metano.

Un programa de reducción de emisiones de metano a través de las medidas aquí descritas es una consecuencia lógica del compromiso con el medioambiente de las compañías de petróleo y gas, formando parte al mismo tiempo de un proceso de mejora continua con beneficios económicos, operacionales y de seguridad. La asociación Metano a Mercados está a disposición para apoyar en su implantación. ■



Carey Bylin inició su colaboración como gerente de Programa en la división de Cambio Climático de la Agencia para Protección del Medio Ambiente de los

Estados Unidos de América (US EPA) en agosto de 2005. Actualmente dirige los trabajos relativos al sector de Petróleo y Gas tanto en los Estados Unidos de América como a nivel internacional con base en el programa Natural Gas Star y el subcomité de Petróleo y Gas de la iniciati-

va Metano a Mercados, respectivamente. Bajo estas asignaciones, promueve activamente la implantación de tecnologías y prácticas rentables para reducir las emisiones de metano en el sector de Petróleo y Gas. Antes de colaborar con la EPA, Carey trabajó para Cummins, Inc., liderando el desarrollo y comercialización de un dispositivo catalítico para reducción de emisiones en motores vehiculares a diesel. Asimismo, para el Instituto de Recursos Mundiales (World Resource Institute, WRI), en el manejo del proceso de consultas de corporaciones para la 2ª edición de la publicación "Estándar Corporativo de Contabilidad y Reporte del Protocolo de Gases de Efecto Invernadero", de WRI/WBCSD. Tiene una Maestría en Administración y Maestría en Ciencias Ambientales por la Universidad de Michigan, Ann Arbor.



Jorge Plauchú es consultor en eficiencia energética y cambio climático. Colabora desde 2006 como asesor por PA Consulting en la iniciativa

Metano a Mercados. Actualmente colabora con la iniciativa en los trabajos de divulgación y acercamiento al sector que actualmente se desarrollan en la

Argentina y Brasil, incluyendo la participación en talleres de transferencia y en estudios de oportunidades de reducción de emisiones de metano para empresas de la Argentina, y coordina los trabajos de campo en Petróleos Mexicanos (PEMEX), relacionados con inventarios de emisiones de metano, así como su detección, medición y reducción. Ha desarrollado y participado en inventarios de gases de efecto invernadero, proyectos MDL y metodologías para la industria petrolera, bajo el marco del Protocolo de Kioto, así como en la realización de auditorías energéticas a más de 100 empresas. Coautor de cinco libros y manuales sobre eficiencia energética, ha capacitado a más de 1.800 profesionales y técnicos en el tema. Posee una especialidad técnica en diseño de turbogeneradores en ABB Zurich, estudios de maestría en administración por la UMSNH en Morelia, México, y es profesional certificado en eficiencia energética y sistemas de vapor.

Notas

1. Global Anthropogenic Non-CO₂ Greenhouse Gas Emissions: 1990-2020, US Environmental Protection Agency, junio de 2006.
2. Considerando un precio promedio mundial de US\$ 5 / 1.000 ft³ (US\$ 176.55/ 1.000 m³).

