

LOS RETOS DE CONCILIAR EL PETRÓLEO Y LA SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL

El sector de hidrocarburos ha sido objeto de cuestionamientos sobre su impacto en el ambiente. Sin embargo, es posible encontrar soluciones para un desarrollo sustentable y compatible con una estrategia de creación de valor.

Igor Hernández

EL MERCADO ENERGÉTICO MUNDIAL se encuentra en un proceso de prolongada transformación, en busca de componentes menos contaminantes. El petróleo ocupará 25 por ciento de la demanda energética mundial en 2035 (BP, 2014). Se prevén importantes inversiones en el área de petróleo y gas en los próximos años y mucho se ha cuestionado acerca de las implicaciones de este crecimiento de la oferta mundial; sobre todo por los efectos que tendría la mayor producción de petróleo no convencional de lutitas, desarrollada en los últimos años principalmente en Estados Unidos.

Diversos organismos internacionales, entre ellos la Agencia Internacional de Energía (AIE), señalan que las políticas actuales con respecto al cambio climático pueden resultar insuficientes para cumplir la meta de limitar el incremento a largo plazo de la temperatura global en 2°C, según lo pactado en la Conferencia sobre Cambio Climático de Cancún, México, en 2010. La AIE ha propuesto algunas reformas que, con la tecnología disponible, podrían reducir en un ochenta por ciento el exceso de emisiones proyectadas actualmente, comparado con la meta pautada para 2020. Entre estas medidas se encuentra minimizar las emisiones de metano provenientes de las operaciones de exploración y extracción de petróleo crudo y gas, que representarían 18 por ciento de la posible reducción de CO₂ (AIE, 2013a).

Las emisiones de gas metano ocurren a lo largo de la cadena de valor de la industria de petróleo y gas. El gas se encuentra en grandes cantidades como un subproducto de la extracción de petróleo (gas asociado) y, en algunas ocasiones, la infraestructura para reutilizarlo no se encuentra disponible o sus destinos comerciales no están asegurados. En consecuencia, el gas puede ser liberado a la atmósfera directamente (venteo). Pero normalmente, por razones de seguridad, el metano pasa por un proceso de combustión a través de mechurrios y se convierte en dióxido de carbono que, a pesar de ser contaminante, tiene menos potencial de calentamiento. El efecto del gas metano sobre la atmósfera puede ser cuatro veces superior al del dióxido de carbono. Ese proceso de combustión puede ser incompleto, según el tipo de equipo usado y los factores ambientales, como la velocidad del viento. Esto significa que, para mitigar el impacto ambiental, es necesario construir grandes obras de infraestructura que incluyen compresores y gasoductos, lo cual requiere sustanciales inversiones.

Las fugas no intencionales durante la transmisión y la distribución de gas natural también liberan grandes cantidades de metano. Este fenómeno pudiera ocurrir con mayor frecuencia en aquellos países donde las redes de distribución tienen mayor antigüedad, como Rusia y Estados Unidos. Hasta el momento se dispone de poca información acerca de las emisiones a lo largo de las diferentes etapas del proceso de extracción y procesamiento de hidrocarburos. Pero, según cifras del Departamento de Energía de Estados Unidos, en ese país las emisiones de perforaciones (incluido *fracking*) y las fugas de líneas de transmisión generaron 225 millones de toneladas equivalentes de CO₂ durante 2011, la segunda mayor fuente de este tipo, solo superada por las plantas de generación eléctrica.

Igor Hernández, coordinador del Centro Internacional de Petróleo y Energía, IESA.



La producción de petróleo no convencional de lutita ha sido particularmente criticada por la cantidad de metano que se libera luego de la fracturación de la roca. Algunos reportes sugieren que el impacto sobre el cambio climático de los proyectos de *fracking* pudiera ser peor que el de las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por la explotación de carbón (Bown, de Nevers y Harrison, 2013). Sin embargo, aún no se tiene claridad sobre la verdadera magnitud de las emisiones y si pueden mitigarse sus efectos con medidas apropiadas en la operación y el almacenamiento del gas.

Si se mantienen las proyecciones de crecimiento de esta nueva fuente de petróleo es posible esperar, también, una mayor demanda de agua para el proceso de fractura de la roca que almacena el petróleo. Estos proyectos pueden requerir entre cuatro millones y veinte millones de litros de agua por pozo perforado; por lo cual, en áreas donde sea escaso el recurso, esta producción pudiera enfrentar serios obstáculos a largo plazo. Otra preocupación se refiere al posible impacto de estas perforaciones en la geología de las regiones productoras, que puede hacerlas más inestables ante sismos.

Cambio climático y estrategias de la industria petrolera

Los efectos del cambio climático, más que un motivo de preocupación a largo plazo, tendrán incidencia directa en el desarrollo de los proyectos del sector hidrocarburos. La exploración y la producción de petróleo y gas se realizan en circunstancias y regiones extremas (aguas profundas, desiertos e incluso el Ártico). Los impactos del clima en este momento pueden ser relativamente graduales, como la elevación del nivel de aguas marinas y el cambio de ciertas corrientes, o repentinos, como oleajes extremos y mayor frecuencia e intensidad de tormentas, que pueden interrumpir operaciones, incluso de manera definitiva.

El tipo de políticas que se adopte para mitigar los efectos del cambio climático puede afectar las finanzas de las compañías, y una gran interrogante es la capacidad de respuesta de las empresas petroleras para implementar las medidas que requiere un modelo de desarrollo sustentable. Cálculos de la AIE (2013a) muestran que, en un escenario de reducción decidida de emisiones para prevenir el cambio climático, los ingresos de las compañías de petróleo y gas serían de 105 millardos de dólares entre 2012 y 2035, casi tres veces mayores que los ingresos de las últimas tres décadas, pero menores que en un escenario menos restrictivo donde se ubicarían en 125 millardos.

En un escenario estricto, a menos que se desarrolle la tecnología de captura y almacenamiento de carbono, más de dos tercios de las reservas actuales de combustibles fósiles no serían desarrolladas. En la infraestructura instalada para el desarrollo de los proyectos de petróleo y gas, un porcentaje de activos quedaría inutilizado de implementarse políticas ambientales más estrictas, debido a que no es económicamente rentable hacer inversiones para transformar algunas plantas de procesamiento o porque no es fácil la conversión hacia combustibles más limpios. Sin embargo, quizá el riesgo no sea extremadamente elevado y afectaría al cinco por ciento de las reservas probadas de petróleo y al seis por ciento de las de gas que se desarrollan actualmente.

El entorno actual plantea retos muy importantes. Reducir la combustión de gas es un objetivo marcado desde hace tiempo en la comunidad internacional, pero requiere grandes inversiones que no pueden materializarse en poco tiempo. A corto plazo, el potencial para reducir emisiones radica en la optimización de prácticas aguas arriba y el mantenimiento de equipos para la quema de gas o su posible reinyección. Ahora bien, a largo plazo, el desarrollo tecnológico abre opciones que pueden ser muy interesantes.

La recuperación de petróleo mediante la inyección de CO₂ ha sido implementada desde hace algún tiempo, dadas ciertas propiedades técnicas de este gas: en condiciones apropiadas de temperatura y presión, se disuelve en el petróleo crudo, lo que facilita su movilidad, y su posterior separación para su reinyección en el yacimiento. De darse los incentivos para reducir el impacto sobre el cambio climático, el CO₂ puede ser capturado y puesto casi sin costo a disposición del operador, de manera tal que se deje la mayor cantidad posible de este gas en el yacimiento. Un estudio de la AIE (2013b) revela que, aunque los proyectos de CO₂ EOR (por las siglas en inglés de «recuperación mejorada de petróleo») convencional tienen el potencial para recuperar 190.000 millones de barriles en el mundo (60 gigatoneladas de CO₂ almacenadas), mediante procesos de CO₂ EOR podrían recuperarse hasta 430.000 millones de barriles, y almacenar 390 gigatoneladas de CO₂, más que las emisiones proyectadas para el período 2013-2035.

La producción actual de petróleo con este método es modesta (1,5 por ciento de la producción mundial). Comparado con otros procesos, aún no es el más rentable. Los proyectos de *fracking* ocupan una parte mayor de la producción estadounidense, debido a que tienen un período menor para recibir el retorno de las inversiones y una mayor tasa de retorno. Los proyectos de recuperación con CO₂ tienen un menor precio de equilibrio (a partir del cual dejan de ser rentables), y pueden ser la alternativa preferida por los productores que piensan en retornos de largo plazo, como las compañías estatales de pe-

Reducir la combustión de gas es un objetivo marcado desde hace tiempo en la comunidad internacional, pero requiere grandes inversiones que no pueden materializarse en poco tiempo

tróleo. Pero las consideraciones económicas no son las únicas. Una restricción clave es la disponibilidad de trabajadores especializados y la tecnología que es necesario desarrollar, además de la larga extensión de los proyectos, que requiere condiciones estables para la inversión durante mucho tiempo.

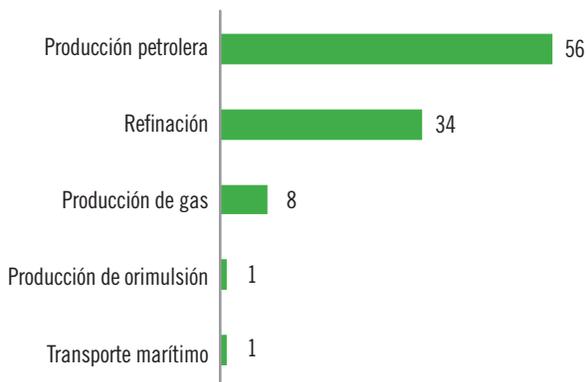
Venezuela: oportunidades para reducir el impacto ambiental

La última comunicación oficial con respecto a las emisiones de CO₂ en Venezuela es de 2005: el informe enviado por Venezuela al Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático, basado en un reporte previo de 1999. Hasta la fecha no se tiene información más actualizada sobre las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes de la industria petrolera.

El inventario de emisiones de la industria petrolera en Venezuela del año 1999, expresadas como emisiones de CO₂ equivalente, muestra que el 77 por ciento proviene del sector energético, repartidas en 55 por ciento por la quema de combustibles fósiles y 22 por ciento por los venteos de gas a la atmósfera en los campos de producción petrolera.

Las empresas de energía aportan el 32,8 por ciento de las emisiones del sector energético, que totalizan 46,9 millones de toneladas métricas de CO₂, repartidos entre la industria petrolera (32,5 millones) y la generación eléctrica. La mayor parte de estas emisiones tienen lugar en las operaciones de producción de crudo y refinación. Las oportunidades de reducción de emisiones de CO₂, por el uso de gas en las actividades de extracción de petróleo, están en el mejoramiento de la eficiencia energética de distintas instalaciones industriales (calderas,

Distribución de las emisiones de CO₂ de la industria petrolera en Venezuela 1999 (porcentajes)



Fuente: Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales, «Primera Comunicación Nacional en Cambio Climático de Venezuela», 2005.

calentadores, compresores, motobombas y otros equipos operados con gas) y en mejores prácticas operacionales.

El 75,7 por ciento de las emisiones de metano de la industria petrolera se produce por los venteos de gas. Con frecuencia, el gas pobre o de baja presión se arroja a la atmósfera en áreas donde no se dispone de capacidad para su compresión, recolección y transporte. La instalación de mechurrios para quemar el gas antes de arrojarlo a la atmósfera es una buena oportunidad para la reducción de las emisiones de metano, pues el CO₂ que se produce tiene menor impacto ambiental.

El impacto ambiental de la actividad petrolera no se limita a las emisiones de gases de efecto invernadero. En muchas partes del mundo, ante los nuevos desarrollos tecnológicos y los altos precios, algunas áreas que anteriormente no se consideraban aptas para la explotación petrolera se han convertido en potenciales fuentes de hidrocarburos. En Venezuela, el descubrimiento de enormes reservas de crudo extrapesado en la Faja del Orinoco ha planteado el interés estratégico de buscar su desarrollo para incursionar en mercados donde exista una demanda importante de combustibles fósiles. Ahora bien, en esta región existe también un importante acervo de capital biológico (una gran biodiversidad), sobre todo a lo largo de la ribera del río Orinoco, por lo que la huella ambiental resultante del desarrollo de infraestructura (tanto operativa como de apoyo a los nuevos servicios que se prestarán en la zona) puede ser significativa.

La producción petrolera esperada, según las metas del «Plan de la Patria», en la Faja del Orinoco para el año 2019 es de unos cuatro millones de barriles por día, de un crudo con alto contenido de elementos residuales (que incluyen coque y azufre). Se calcula que, por cada barril de petróleo extrapesado, se generan 25 Kg de coque y 3,25 Kg de azufre (Hernández, 2008), lo cual implica que de llegarse a cumplir estas proyecciones se producirían aproximadamente 100.000 toneladas de coque (cerca de seis por ciento de la producción mundial de coque en 2013). De hecho, entre 2011 y 2012, la producción de coque se había duplicado y la falta de disposición de estos residuos creaba problemas a las comunidades aledañas a la planta de Jose, en Anzoátegui, dadas las grandes acumulaciones de coque y de azufre (Díaz-Bandres, 2012).

Los riesgos ambientales asociados con la actividad petrolera no se limitan a la extracción de crudos pesados y extrapesados. En los últimos años se han observado accidentes con



impacto significativo en la calidad del ambiente y las localidades cercanas a las zonas de explotación petrolera. En 2012, una fisura en una de las tuberías del complejo operacional Jusepin, en Monagas, llevó a un derrame de aproximadamente 140 kilómetros, entre 64.000 y 120.000 barriles por día, en lo que se ha considerado el mayor derrame petrolero en agua dulce a escala mundial, que afectó las aguas del río Guara-

La mayor parte del impacto ambiental está estrechamente ligada a la demanda, lo cual requiere un marco de políticas que incentive una mayor eficiencia energética, la adopción de prácticas de ahorro y conservación de energía, y la sustitución de fuentes contaminantes

piche, una de las principales fuentes de agua potable de la ciudad de Maturín, con consecuencias nefastas para la salud de la población, sin contar los efectos sobre la biodiversidad y los ecosistemas de la zona (Carvajal y Oletta, 2012).

La compensación por estos efectos sobre el ambiente, ocasionados tanto por la explotación controlada como por accidentes, debe realizarse de manera que incorpore la restitución por vías equivalentes de los recursos naturales perdidos o agotados. Esto quiere decir que se deben desarrollar proyectos de reforestación, conservación de cuencas hidrológicas, fuentes alternas de energía y, además, compensar el impacto ambiental con proyectos sociales y programas que atienden a sectores distintos a los principales afectados.

Las opciones de mitigación del impacto ambiental de la actividad de extracción de combustibles fósiles no se reducen a los elementos vinculados con la oferta de estos combustibles. La mayor parte del impacto ambiental está estrechamente ligada a la demanda, lo cual requiere un marco de políticas que incentive una mayor eficiencia energética, la adopción de prácticas de ahorro y conservación de energía, y la sustitución de fuentes contaminantes. El papel de las autoridades incluye no solamente mayor adquisición de información para llevar a cabo una supervisión más efectiva, sino también lograr realmente un modelo sustentable que incorpore el costo de las decisiones de los consumidores y productores a sus presupuestos,

sea mediante un marco fiscal coherente o incluso el diseño de sistemas de mercado, cuyos precios permitan ajustar patrones de consumo e inversión, y desarrollar una oferta secundaria de energía. Estos tipos de esquemas pueden incentivar la innovación y replantear el problema de la gestión de energía como algo que puede lograrse de manera descentralizada y con participación de todos los sectores de la sociedad.

Un problema urgente

El mercado petrolero aún constituye una opción para satisfacer gran parte de la demanda de energía en los próximos años. Pero esto implica grandes retos para mitigar el impacto de la actividad sobre el ambiente. La mayor competencia y las innovaciones introducidas en el sector pueden constituirse en fuentes de valor para la industria y, al mismo tiempo, promover el surgimiento de modelos de desarrollo más cónsonos con la preservación de los ecosistemas. Ahora bien, la labor de política y gestión de la energía debe incorporar los incentivos apropiados para que los actores asuman los verdaderos costos de largo plazo de estas actividades e incluso tengan un mejor aprovechamiento de la energía en general. Venezuela tiene el tiempo contado para plantearse estas preguntas y desarrollar el marco institucional apropiado para responderlas. **GI**

REFERENCIAS

- AIE (2013a): «Redrawing the energy-climate map». París: Agencia Internacional de Energía.
- AIE (2013b): «World energy outlook». París: Agencia Internacional de Energía.
- Bown, C. P., de Nevers, M. y Harrison, A. (2013): «Why fracking won't bring back the factories (yet)». *Penn Wharton Public Policy Initiative*. Vol. 1. No. 5.
- BP (2014): «BP Energy Outlook 2035», http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/Energy-Outlook/Energy_Outlook_2035_booklet.pdf. Consulta: enero 2015.
- Carvajal, A. C. y Oletta, J. F. (eds.) (2012): «Derrames petroleros y sus efectos sobre la ecología y la salud humana». *Noticia Epidemiológica*. No. 35, http://www.rscmv.org.ve/pdf/noticias_epidemiologicas35.pdf. Consulta: enero 2015.
- Díaz-Bandres, G. (2012): «500 millones de toneladas de coque se acumulan en Jose». *El Mundo*, <http://www.elmundo.com.ve/noticias/petroleo/industria/500-millones-de-toneladas-de-coque-se-acumulan-en.aspx>. Consulta: enero 2015.
- Hernández, N. (2009): «Nuestra riqueza energética». En Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat: «Propuestas sobre desarrollo energético de Venezuela», http://prof.usb.ve/jaller/PPI_papers/LIBRO_INTERACADEMICO_2013-COMPLETO4.pdf. Consulta: enero 2015.