



**INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS**

PRÁCTICA **RECOMENDADA**

PR-IAPG-SC-33-2023-00

**QUEMA RUTINARIA DE GAS
NATURAL EN YACIMIENTOS EN
EXPLOTACIÓN**

1 Notas Especiales

Por tratarse de una Práctica Recomendada (PR) las acciones, modalidades operativas y técnicas en ellas incluidas, carecen de contenido normativo, legal o interpretativo, y no resultan obligatorias ni exigibles por terceros bajo ninguna condición.

No podrán ser invocadas para definir responsabilidades, deberes, ni conductas obligatorias para ninguno de los sujetos que las utilice, ya que sólo integran un conjunto de consejos para el mejoramiento de las operaciones comprendidas.

La adopción de una PR no libera a quien la utilice del cumplimiento de las disposiciones legales nacionales, provinciales y municipales, como así tampoco de respetar los derechos de patentes y /o propiedad industrial o intelectual que correspondieren.

El IAPG no asume, con la emisión de esta PR, la responsabilidad propia de las compañías, sus Contratistas y Subcontratistas, de capacitar, equipar o entrenar apropiadamente a sus empleados. Asimismo, el IAPG no releva ni asume responsabilidad alguna en lo que respecta al cumplimiento de las Normas en materia de salud, seguridad y protección ambiental.

Toda cita legal o interpretación normativa contenida en el texto de esta PR no tiene otro valor que el de un indicador para la conducta propia e interna de quienes voluntariamente la adopten o utilicen, bajo su exclusiva responsabilidad.

El IAPG quiere llamar la atención de quienes adopten la presente Practica Recomendada para que se adecue su utilización a la normativa ambiental que corresponda a su localización. En tal sentido, desea recordar que, tanto en el orden Nacional como en las Provincias Argentinas, existen estructuras normativas para la protección del ambiente.

- La presente PR fue aprobada en la reunión de Comisión Directiva, celebrada en Sede Central, 2023

2 GLOSARIO

Antropogénico: Resultante de la actividad de los seres humanos o producto de esta.

Conferencia de las Partes (CP) (Conference of the Parties (COP)): Órgano supremo de las convenciones de las Naciones Unidas, como la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), que se compone de partes con derecho a voto que han ratificado o se han adherido a la convención.

Compuestos Orgánicos Volátiles (COVs): Cualquier compuesto de carbono (excluyendo monóxido de carbono, dióxido de carbono, ácido carbónico, carbonatos metálicos, y carbonato de amonio) que participan en reacciones fotoquímicas atmosféricas. Son compuestos orgánicos químicos cuya composición hace posible para ellos la evaporación en condiciones atmosféricas normales de temperatura y presión.

Emisiones antropogénicas: Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), de precursores de GEI y de aerosoles causadas por actividades humanas. Esas actividades comprenden la quema de combustibles fósiles, la deforestación, el uso de la tierra, los cambios de uso de la tierra, la producción ganadera, la fertilización, la gestión de desechos y los procesos industriales.

Gas Asociado: Es el gas natural que se produce como coproducto con el petróleo durante su extracción. La mayor parte del gas natural producido es gas "no asociado", es decir, gas producido en yacimientos de gas y no relacionado con la producción de petróleo.

Gases de Efecto Invernadero (GEI) (Greenhouse gas (GHG)): Componente gaseoso de la atmósfera, natural o antropógeno, que absorbe y emite radiación en determinadas longitudes de onda del espectro de radiación terrestre emitida por la superficie de la Tierra, por la propia atmósfera y por las nubes, ocasionando un aumento de la temperatura. Los principales GEI son el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄), el óxido nitroso (N₂O), los hidrofluorocarbonos (HFCs), los perfluorocarbonos (PFCs) y el hexafluoruro de azufre (SF₆).

Medidas de mitigación: En el contexto de la política climática, las medidas de mitigación son tecnologías, procesos o prácticas que contribuyen a la mitigación, por ejemplo, tecnologías de energía renovable, procesos de minimización de desechos y prácticas que promueven el uso del transporte público.

Quema de gas: acción de quemar, mediante antorchas, emisiones de gases fósiles en las diferentes etapas de la explotación de petróleo y gas natural.

Quema rutinaria (Routine Flaring): Quema de gas durante las operaciones normales de producción de petróleo en ausencia de suficientes instalaciones o una geología adecuada para reinyectar el gas producido, utilizarlo in situ o enviarlo a un mercado. La quema rutinaria no incluye la quema de seguridad, incluso cuando es continua.

Quema de seguridad (Safety flaring): Es la quema para garantizar la operación segura en las instalaciones.

Quema no rutinaria (Non Routine Flaring): Es todo otro tipo de quema que no sea de rutina o de seguridad.

Venteo en frío: Liberación directa de hidrocarburos gaseosos a la atmósfera.

Iniciativa de Cero Quema Rutinaria (Zero Routine Flaring (ZRF) Initiative): Es una iniciativa del Banco Mundial Lanzada en 2015 que procura comprometer a los gobiernos y a las empresas petroleras a poner fin a la quema rutinaria de gas a más tardar en 2030. La Iniciativa pretende apoyar la cooperación entre todas las partes interesadas para encontrar soluciones al quemado de gas a través de una regulación adecuada, la aplicación de tecnologías y acuerdos financieros.

3 INTRODUCCIÓN

Cada año se queman importantes volúmenes de gas asociado en todo el mundo, lo que contribuye a liberar CO₂ y CH₄ en la atmósfera y al cambio climático. Gran parte de esta quema se produce de forma rutinaria (normalmente, de forma continua). La quema también se produce por eventos que no son de naturaleza rutinaria y que conducen a una interrupción imprevista de la extracción de gas natural, procesamiento, transporte y operaciones posteriores (por ejemplo, licuefacción). Parte de la quema es también atribuible a incidentes de emergencia o de seguridad.

La quema rutinaria desperdicia un valioso recurso energético que podría proporcionar energía para apoyar el crecimiento económico y ayudar a la sociedad a avanzar en el alcance de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU. Sin embargo, la quema rutinaria de gas natural es preferible al venteo en frío, porque la liberación de contribuye en mayor medida al cambio climático.¹

Los tipos de quema de gas pueden clasificarse en tres categorías: quema rutinaria, quema de seguridad, y quema no-rutinaria. La caracterización de cada tipo es utilizada para diferenciar la causa de su existencia, y también, es una referencia válida para proponer las acciones potenciales para la mitigación de ellas con el objetivo de reducir emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), como son el dióxido de carbono (CO₂), óxido nitroso (N₂O) y metano (CH₄) y material particulado de hollín (partículas de carbono amorfo o carbono negro).

A continuación, se citan ejemplos ilustrativos de clasificación de estas categorías.

Grupo de tipo de quemas	Ejemplos
<p>Quema rutinaria (Routine flaring)</p>	<p>Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Quema de gas proveniente de separadores gas/petróleo; • Quema de producción de gas que excede las capacidades existentes de infraestructura de gas; • Quema de gas proveniente de unidades de proceso tales como tanques de almacenamiento de petróleo, unidades de tratamiento de gas, instalaciones de deshidratación de glicol, instalaciones de tratamiento de agua de formación, excepto donde se requiera por cuestiones de seguridad.
<p>Quema de seguridad (Safety flaring)</p>	<p>Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gas proveniente de un accidente o incidente que ponga en peligro el funcionamiento seguro de la instalación; • Purga de gas (blow-down) después de una parada de emergencia para evitar sobre presurización de todo o parte del sistema de proceso; • Gas necesario para mantener el sistema de antorcha en condiciones seguras y listas (gas de purga / gas de compensación / gas combustible); • Gas requerido para la llama piloto de una antorcha; • Gas producido como resultado de operaciones específicas relacionadas con la seguridad, como pruebas de seguridad, pruebas de fugas o ensayos de paradas de emergencia; • Gas que contiene H₂S, incluido el volumen de gas añadido para asegurar una buena dispersión y combustión; • Gas que contiene altos niveles de compuestos orgánicos volátiles, que no sea metano.
<p>Quema no-rutinaria (Non-routine flaring)</p>	<p>La quema no-rutinaria suele ser intermitente y de corta duración. Puede ser planificado o no.</p> <p>Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Falla temporal (parcial) del equipo que maneja el gas durante las operaciones normales, hasta su reparación o reemplazo, p. ej. falla de compresores, tubería, instrumentación, controles; • Fallo temporal de las instalaciones de un cliente que impide la recepción del gas; • Arranque inicial de la planta/campo antes de que el proceso alcance condiciones de funcionamiento estables y/o antes de la puesta en servicio de los compresores de gas; • Puesta en marcha tras el paro de las instalaciones; • Inspecciones y mantenimiento preventivo programado; • Actividades de construcción, como conexiones, cambio de condiciones de operación, modificaciones al diseño de la planta;

4 OBJETIVO

Proponer las acciones necesarias para una adecuada gestión y reducción de la quema rutinaria del gas asociado en yacimientos productores de gas y petróleo.

5 SITUACIÓN REGULATORIA EN ARGENTINA

A continuación, se nombran parte de las regulaciones vinculadas con la temática de la presente PR vigentes al momento de su publicación.

Regulaciones Nacionales

Resolución SE 143/98 /Gas natural. Ver anexo I

- Normas y procedimientos de aventamiento de gas en etapas de ensayo y producción:
 - Establece la necesidad de medir y reportar todas las emisiones de gases a la atmósfera.
 - Requiere presentaciones semestrales de emisiones.
 - Permite quemas de hasta 1 m³ gas/m³ petróleo. (RGP=1) sin requerir permisos.
 - Solo se permite quema y que asegure eliminar cualquier gas nocivo.
 - Si no puede quemarse debe presentarse un informe que justifique el caso.
 - No permite ventear ni quemar cuando la RGP>1500, en ese caso, el gas debe separarse para uso/venta.
 - Permite solicitar excepciones temporarias con planes de obras por yacimiento fundamentadas adjuntando documentación para su aprobación por Sec. De Combustibles. También, permite solicitar permisos especiales de venteo con quema de gas en consideración a situaciones técnicas fundamentadas de los tipos listados. Permite exceptuar en forma justificada y solicitándolo previamente casos donde la RGP<1500 y altos gases inertes o tóxicos o zona alejada de baja productividad o secundaria debidamente justificado.
 - Exceptúa la quema de gas de casing si es temporario y no hay líneas de conducción, como así también la quema durante la terminación o reparación por hasta 30 días.
- Conceptos importantes a tener en cuenta: Antes de explotar un nuevo yacimiento que implique el venteo con o sin quema de gas en cantidad superior a lo permitido (1 m³ gas/m³ petróleo) deben solicitarse los permisos que correspondan con suficiente antelación y debidamente justificados. La obtención del permiso puede llevar meses por lo que se recomienda presentar dichas solicitudes al menos 6 meses antes del inicio de actividades de venteo. La no realización de los pedidos de excepción hace pasible a la compañía operadora a sanciones y multas.
- Resolución SE 342/93 /Hidrocarburos.
- Estructura de los Planes de contingencia: especifica la necesidad de establecer planes de contingencia para emisiones a la atmósfera de vapores tóxicos o peligrosos que puedan impactar áreas sensibles, flora, fauna o poblaciones.
- Conceptos importantes a tener en cuenta: Todo venteo de gas sin quema ya sea por presencia de compuestos tóxicos como H₂S o COV (como por ejemplo n-hexano o aromáticos) o por el mismo riesgo de explosiones que esta práctica conlleva requiere un plan adecuado de contingencia y se recomienda la instalación de sensores de mezcla explosiva al menos para su detección temprana y toma de acciones.

Resolución SE 24/04 /Hidrocarburos.

- Incidentes Ambientales: especifica cuales son mayores y menores, para emisiones a la atmósfera de vapores tóxicos o peligrosos siempre los considera mayores. Especifica como informarlos.

• **Conceptos importantes a tener en cuenta:** La aplicación de sistemas de combustión eficiente para eventos de emergencia permite el cumplimiento de esta normativa. Venteos sin combustión requieren plan de contingencia específico y realización de reportes/permisos ya que aún si no tuviera componentes tóxicos un venteo es peligroso por riesgo inherente de explosión o incendio.

Normativas provinciales

Ley 2175/96 Pcia. de Neuquén y Dec. reglamentario 29/01.

- Prohíbe la emisión de gas sin combustión y establece que la emisión no debe ser peligrosa (los gases de combustión no deben ser tóxicos). Exige medición de venteos en todo punto existente.
- Permite obtener permisos de venteo con o sin quema por encima de lo permitido si están debidamente justificados y aprobados. En estos casos no aplican cobros de tasas de emisión, sanciones ni multas.
- Prohíbe el venteo con o sin quema que no estuviera autorizado previamente y aplica sanción de tasa doble a los venteos de gas en instalaciones y pozos de gas.
- Permite venteo con quema de hasta 1m³ gas/m³ en pozos de petróleo, si la cantidad combustionada es mayor requiere autorización previa.
- Aplica un impuesto a los venteos en instalaciones y pozos de petróleo que excedan el volumen aprobado en los permisos.
- Admite la solicitud de excepciones de modo equivalente a la Ley Nacional 143/98.
- Incidentes con venteo: requiere reporte escrito en 24 hs. del evento. Multas por no presentar informe de emisiones mensual.
- Para refinerías y actividades conexas aplica tasas y multas.

Conceptos importantes a tener en cuenta: Antes de explotar un nuevo yacimiento que implique el venteo con o sin quema de gas deben solicitarse los permisos que correspondan con suficiente antelación de al menos 6 meses y debidamente justificados. La no obtención de permisos y la realización de actividades de venteo pueden generar multas de gran magnitud que se calculan en base a los valores de gas en cabecera de gasoducto x 5 o valor x 10 en caso de yacimientos de gas.

RES IESC 14/11 Pcia. de Santa Cruz

- Establece el formulario de declaración de emisiones y venteos. Incorpora una tasa por emisiones de gas por lo cual todos los eventos informados o detectados pagan la tasa de emisión correspondiente además de multas en caso de no haber reportado la emisión.

Iniciativas Internacionales

Zero Routine Flaring by 2030 (ZRF2030) del Banco Mundial:

Esta iniciativa del Banco Mundial de adhesión voluntaria promueve la eliminación de la quema rutinaria para 2030 como práctica, con el objetivo de reducir las emisiones y valorizar los recursos de hidrocarburos extraídos. Las empresas que adhieran a esta iniciativa deberán informar al proyecto ZRF2030 sus volúmenes de gas quemado y tipos de quema en forma anual. La propuesta autoriza la quema de seguridad o emergencia y no admite ventear sin combustión como práctica.

Así mismo la iniciativa permite la quema por contenido de gases tóxicos (COV o H₂S) en operaciones existentes antes de 2030 y post 2030 pero no admite la quema de gas por inertes, como CO₂, que deben procesarse/dar valor obligatoriamente post 2030.

Las viejas plantas y yacimientos en operación antes del 2030 deben analizar económicamente sus procesos de quema rutinarias e implementar el recupero y valorización de gas quemado rutinariamente si el análisis económico otorga una tasa de rentabilidad comparable o superior a la tasa bancaria debiendo ejecutarse antes de 2030.

En caso de que esto no suceda y el proyecto sea antieconómico la empresa adherente podrá

postergar las inversiones necesarias en espera de mejores tecnologías, cambios en el mercado u obtención de incentivos que justifiquen económicamente el proyecto.

Luego del 2030, quienes adhieren a esta propuesta, deberán diseñar y construir las nuevas plantas y yacimientos con diseño de cero quema rutinaria en donde todo el gas asociado con condiciones adecuadas de venta debe aprovecharse sin importar el costo.

o Conceptos importantes a tener en cuenta:

Las empresas que adhieren a esta iniciativa recibirán mejores calificaciones de huella de carbono de sus productos, pudiendo acceder a futuro a mercados que implementen sistemas de impuestos al carbono en frontera con mejores condiciones de precios.

Las empresas deben listar sus operaciones de quema y venteos y luego mensurar sus volúmenes generando un ranking de proyectos de valorización de gas en los que se deberá realizar un proyecto de solución técnica y un análisis económico para implementar antes de 2030.

Aquellos proyectos rentables de valorización de gas de quema deberán ser ejecutados y los que no lo fueran podrán postergarse hasta 2030.

A partir de 2030 todo proyecto de explotación de hidrocarburos deberá realizarse con un aprovechamiento del gas no siendo permitido quema rutinaria post 2030.

Adhesión de Argentina a iniciativas internacionales

Argentina adhirió en la COP26 (2021) a la iniciativa denominada Methane Pledge, la cual propone alcanzar una reducción del 30% de las emisiones de metano a nivel global antes de 2030.

Las actividades de quema se caracterizan por eficiencias de combustión superiores al 96% en promedio que si bien altas aún liberan hasta un 4% de compuestos sin combustión completa. Por ende, la reducción de actividades de quema producirá una reducción mensurable en las emisiones de metano.

6

RECOMENDACIONES DEL IAPG Y BUENAS PRÁCTICAS PARA LA REDUCCIÓN DE LA QUEMA RUTINARIA

El gas es una parte muy importante de la cartera de productos energéticos que provee la industria, su rol hoy y a futuro es muy importante ya que permite sustituir otros combustibles como el carbón (que genera mayor cantidad de emisiones GEI), de la matriz energética.

La industria del O&G emplea numerosos recursos humanos, técnicos y financieros para extraer los hidrocarburos del subsuelo, y los diseños y operaciones de los procesos e instalaciones en superficie deben valorizar y maximizar dichos recursos energéticos, considerando el impacto que tienen los procesos de quema y venteos en las emisiones de GEI de las operaciones.

Existen numerosas regulaciones locales e iniciativas internacionales enfocadas en gestionar en forma eficiente las actividades de quema y venteos, que se complementan con uno de los objetivos de la industria que es proveer energía de alto valor a la comunidad.

La valorización del gas extraído es un pilar y objetivo fundamental de la eficiencia energética y la gestión ambiental de las operaciones. Esta práctica recomendada busca alcanzar una mayor valorización del recurso con el empleo de nuevos métodos operativos y tecnologías.

Para lograr este objetivo se han relevado las mejores tecnologías y métodos existentes de valorización de gas de quema.

Los ingenieros de proyectos y operaciones de la industria podrán seleccionar la tecnología y métodos que mejor se adapten a la situación de cada empresa y caso particular.

A continuación, se presenta un listado de las principales soluciones técnicas para la reducción de quema en antorcha y valorización del gas recuperado

Condición operativa	Soluciones Técnicas
<p>Quema de Gas Asociado a petróleo.</p>	<p>Instalación de facilidades para tratamiento, compresión y comercialización del gas;</p> <p>Generación de energía eléctrica o calor para comercialización o consumo interno</p> <p>Reinyección en reservorio para soporte de presión e incremento de recuperación de líquidos.</p> <p>Conversión de gas en otros productos: Requiere de separación y/u otras operaciones unitarias para convertir el gas en combustibles sintéticos u otros productos de alto valor (ej. Olefinas, fertilizantes, ácidos, hidrógeno)¹.</p>
<p>Quema de producción de gas que excede las capacidades existentes de infraestructura de gas</p>	<p>Generación de energía eléctrica o calor para comercialización o consumo interno</p> <p>Aumento de la capacidad de tratamiento,</p> <p>Aumento de la capacidad de compresión y/o transporte de gas (propio o rentado)</p> <p>Instalación de ductos de transporte para funcionar como “liner”</p> <p>Tratamiento y compresión de gas (GNC), de licuefacción (GNL o LGN), y transporte (puede llevarse a cabo mediante servicio de gasoducto virtual).</p>
<p>Quema asociada a unidades de proceso tales como tanques de almacenamiento de petróleo, unidades de tratamiento de gas, instalaciones de deshidratación de glicol, instalaciones de tratamiento de agua de formación, excepto donde se requiera por cuestiones de seguridad</p>	<p>Estabilización de Condensados;</p> <p>Instalación de sistemas de recuperación de vapores: unidad de recuperación de vapores (VRU), reactor de oxígeno, desgasificador/torre de recuperación de vapores (TRV); redirigiendo el gas a la red de consumos</p> <p>Para instalaciones de tratamiento de gas aplicación de tecnologías de bajas emisiones para unidades de glicol, captura y efluentes, por ej., compresores de recuperación de gas de antorcha.</p> <p>Para instalaciones de tratamiento de agua, utilización de gas inerte para blanketing y circuito cerrado de gas en unidades de flotación.</p>
<p>“Venteos fríos” de gas de pozo para incremento de producción petróleo.</p>	<p>Incorporación de instalaciones de baja presión para colección de gas entre columnas: cañerías, colectores, compresores de gas de casing, compresores booster, etc.</p> <p>Electrificación de campo mediante el uso de generadores de baja capacidad;</p> <p>Utilización de válvulas sello para evitar el venteo durante la intervención de pozos, por ejemplo, utilizar lubricadores o similares.</p>

²Flaring management guidance (ipieca.org)

A continuación, se incluyen ejemplos de opciones de valorización del gas asociado a la producción onshore y offshore:

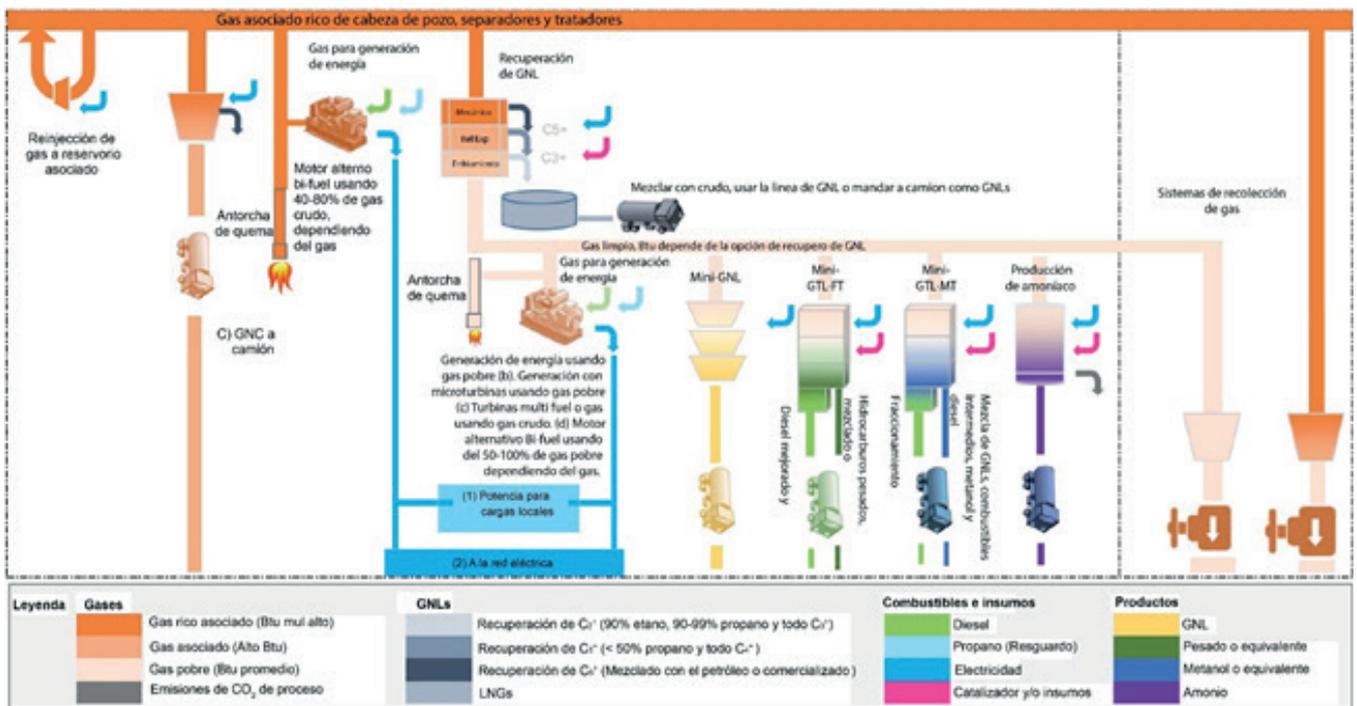


Figura 1. Imagen adaptada de Flaring management guidance for the oil and gas industry - © IPIECA-IOGP-GGFR 2021 (ipieca.org).

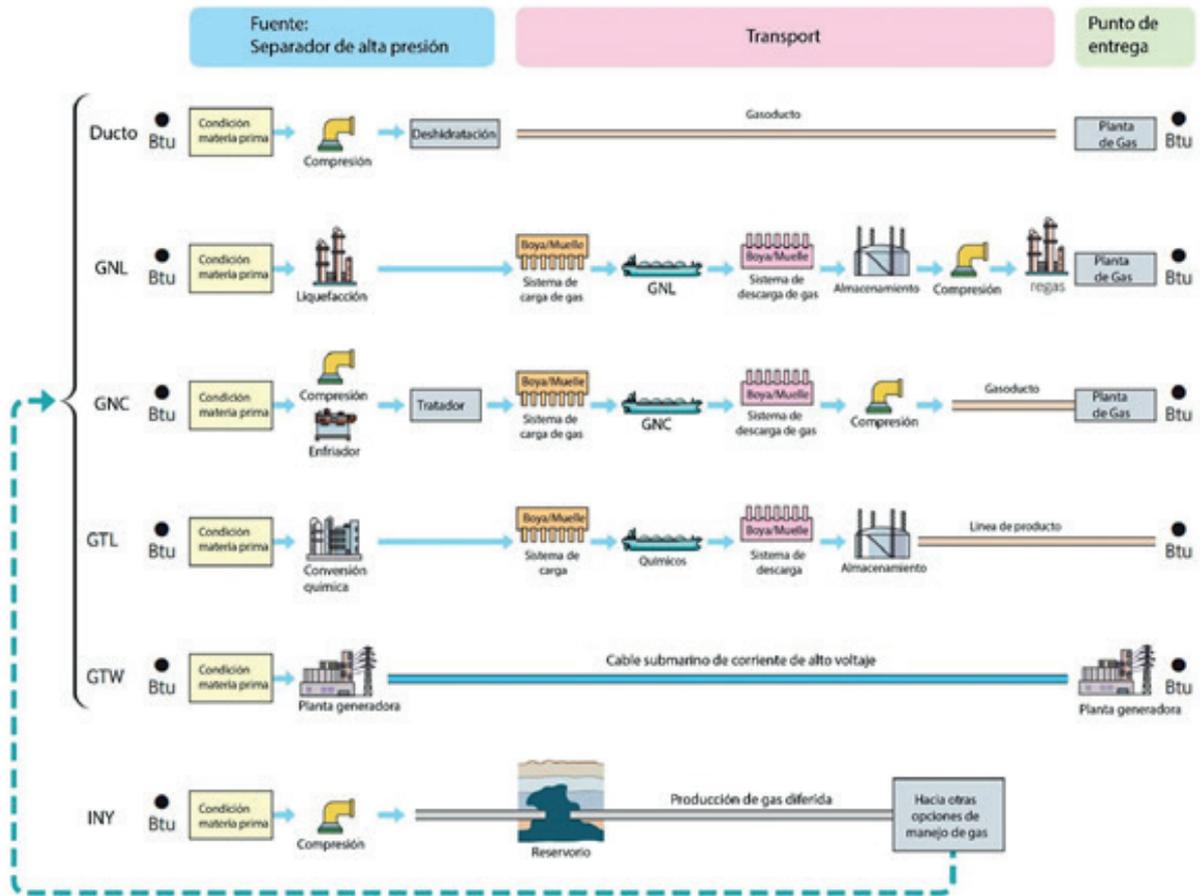


Figura 2. Imagen adaptada de Flaring management guidance for the oil and gas industry - © IPIECA-IOGP-GGFR 2021 (ipieca.org).

7 **CONSIDERACIONES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS PARA LA EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS**

La evaluación de las opciones de valorización del gas es un problema multidimensional que requiere un enfoque sistemático para seleccionar la opción óptima. Hay muchas consideraciones operativas y técnicas que deben sopesarse durante la evaluación de las posibles opciones de utilización del gas. Además de las consideraciones técnicas y medioambientales (por ejemplo, las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas), las cuestiones comerciales y logísticas, así como las condiciones del mercado, desempeñan un papel fundamental en el proceso de evaluación. Los volúmenes de gas que se espera recuperar, la distancia al mercado y el precio de venta del gas (o del producto derivado del gas) son algunas de las variables más importantes desde el punto de vista financiero. Hay una serie de factores que influyen en la selección de enfoques y tecnologías. Los factores previos y posteriores influyen en la selección de los procesos intermedios y en la flexibilidad operativa. Cuanto más grande es el proyecto, más complejas son las interrelaciones y la necesidad de soluciones de colaboración entre las múltiples partes interesadas.

A continuación, se resumen los aspectos claves a considerar:

Aspectos	Consideraciones Clave
Técnicos	<ul style="list-style-type: none"> • Pronóstico de producción de gas en la vida del proyecto. • Composición del gas y pretratamiento requerido. • Presión de gas.
Económicos	<ul style="list-style-type: none"> • Distancia al mercado. • Acceso a infraestructura. • Costo del proyecto y otros factores que afecten a la economía. • Demanda del mercado. • Acuerdos contractuales y financieros. • Retorno de la inversión.
Regulatorios	<ul style="list-style-type: none"> • Marco legal y regulatorio

El pronóstico de producción de gas asociado al proyecto es un factor muy importante a tener en cuenta para seleccionar la mejor alternativa de utilización del gas, ya que influye en la factibilidad económica de su implementación. Sin embargo, la incertidumbre que conlleva la estimación de ese pronóstico puede generar desafíos al momento de definir el tamaño del sistema y de los equipos. Para evitar inconvenientes, se puede ajustar la capacidad del sistema a medida que aumenta el volumen de producción alquilando equipamiento o, preferentemente, usando instalaciones modulares de menor escala. Esto reduce la posibilidad de un exceso de inversión inicial debido a un sobredimensionamiento de las instalaciones

En la siguiente figura se presentan diferentes alternativas de utilización del gas aplicables de acuerdo a la escala del proyecto en términos de volumen de gas asociado enviado a quema, en billón de metros cúbicos por año (“bcm per year” en inglés).



Figura 3. Imagen tomada de Flaring management guidance for the oil and gas industry - © IPIECA-IOGP-GGFR 2021 (ipieca.org).

Los proyectos de reducción de la quema de gas en antorcha de activos en operación pueden estar condicionados por cuestiones económicas, incluso cuando existe una buena solución tecnológica.

Los costos netos para cumplir con lineamientos de la iniciativa de lograr la quema rutinaria cero en antorcha dependen en gran medida del tamaño y la ubicación de los proyectos de producción de petróleo y gas. Si la producción, en gran parte, se realiza en lugares remotos con pozos de petróleo relativamente pequeños y dispersos, los costos netos pueden llegar a ser relativamente altos. Sin embargo, la economía de las inversiones es muy sensible a los precios que se ofrecen para el suministro de gas y energía.

Unir la solución tecnológica con el capital necesario para construir la infraestructura y las instalaciones es un paso fundamental en cualquier proyecto que esté diseñado para monetizar el gas asociado y evitar que sea quemado.

Para aquellos casos en los que el productor de petróleo y gas no pueda respaldar un proyecto completo de reducción / monetización de la quema de gas asociado, se podrán considerar otras fuentes externas de financiamiento

8 PRINCIPALES SOLUCIONES PARA REDUCIR LA QUEMA EN ANTORCHAS

El esquema presentado a continuación, tiene como objetivo brindar una orientación sobre la aplicación de algunas de las tecnologías disponibles en el mercado para la recuperación del gas o incremento de la eficiencia de quemado.

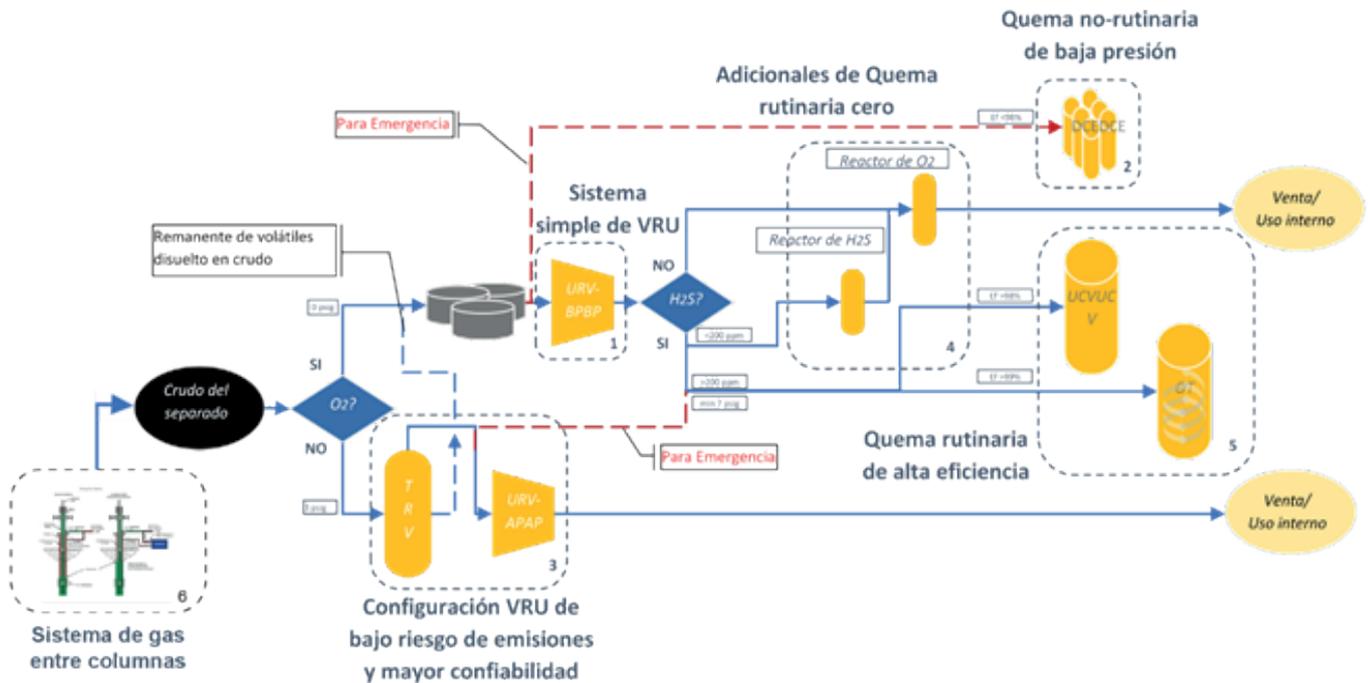


Figura 4. Gráfico de elaboración propia.

1. Sistema simple de VRU (Unidad recuperador de vapores de baja presión, VRU-BP): se denomina de este modo por su característica de estar controlando la presión casi atmosférica de los tanques que almacenan el crudo. En muchas compañías se decide iniciar los proyectos de reducción de emisiones con la instalación de estas unidades, para lo cual, deberían estar capturando el 100% de los vapores flasheados durante el proceso de descompresión desde la presión de separadores. La característica de la irregularidad de algunas plantas como pueden ser las de baterías, desaladores o instalaciones de producción temprana suelen generar dificultades al momento de garantizar confiabilidad, en lo que a emisiones refiere, porque es difícil para una VRU adaptar su performance a los frecuentes cambios de dinámica operativa y de flujo de crudo de estos tanques. De este modo las válvulas presentes por seguridad en los tanques, conocidas como “de presión y vacío”, suelen liberar a la atmósfera porciones de COVs al set-point de las mismas; o bien, permitir el ingreso de aire si es que no se dispone de servicio de “gas de blanketing”.

2. Quema no-rutinaria de baja presión: (Dispositivos Combustores Encapsulados, DCE; o en inglés ECD) estos dispositivos son sistemas de quema de baja presión, que son útiles para cuando una VRU no tiene sentido económico por los bajos volúmenes de vapores a recuperar; o bien, se recomiendan instalar cuando suceden paros programados o imprevistos de las VRU de baja presión. La característica de estos dispositivos por la que son útiles para estas aplicaciones, al superarse cierta presión situada a un valor inferior a la de set-up de la válvula de presión y vacío del tanque, cada vez que la presión se eleve por un instante mientras la VRU aumenta su capacidad, los COVs sean procesados de manera segura y reduciendo el impacto ambiental por liberarlos sin quemar. Por otro lado, la condición de venteo de baja presión requiere que la pérdida de carga sea la menor posible. Por lo tanto, es condición que sean encapsulados, evitando los aspectos de seguridad de afectación a las instalaciones y las personas, pudiendo montarse en puntos más próximos a otros equipos, a diferencia de un quemador de antorcha o TEA que debe ser montado a las distancias de prevención de acuerdo con las normas. Típicamente, las presiones operativas de estos dispositivos están en el orden de las 3 oz/pulg² (0,01293 bar) hasta las 12 oz/pulg² (0,05171 bar). De acuerdo con la presión que se estima en que se recibirán los COVs o cualquier otra corriente de gas de hidrocarburo en los DCE, al desarrollar la ingeniería se puede optar por montar varias unidades en paralelo con el objetivo de definir la mejor relación de tamaños y capacidades.

3. Configuración de VRU para bajo riesgo de emisiones y alta confiabilidad: este sistema se compone de un recipiente a presión que funciona como un desgasificador, conocido internacionalmente en inglés como Vapor Recovery Tower (VRT), y una VRU, que debido a que en la VRT o TRV aún existe una pequeña porción de presión, es que la diferenciaremos como VRU de alta presión (VRU-AP). La presión a la que trabaja la VRT debería ser la más baja posible, pero lo suficiente para luego poder evacuar y elevar el crudo por sobre la altura de nivel máximo de los tanques sin necesidad de una bomba. Típicamente, esta presión se sitúa entre los 2 psig y los 4 psig. De este modo, dado que existe este reservorio que absorbe variaciones únicamente del proceso de despresurización parcial y llenado proveniente desde el separador, la afectación y variaciones de velocidad de una VRU es más estable. Siendo esto beneficioso para la confiabilidad de máquina y desgaste de sus partes mecánicas. Otra ventaja de disponer una VRT (recipiente a presión) es que no existe el mismo riesgo de incorporar oxígeno a los vapores. Debido a que las presiones a las que deben trabajar las VRU vinculadas a una VRT son algo más elevadas que las conectadas a tanques, su tamaño ha de ser menor y, por ende, más económicas.

4. Adicionales para evitar quema rutinaria (Add-on): estos dispositivos tienen como objetivo asegurar la continuidad del funcionamiento de las VRU aun ante la presencia de oxígeno en la corriente de gas recuperado y evitar de esta forma el venteo o quema asociado. Su fin suele confundirse con el de evitar inyectar oxígeno en el sistema por cuestiones de riesgo de mezcla explosiva, pero esto no es así, dado que se requeriría mucho más oxígeno en el sistema de cañerías para generar algún riesgo de incendio o. Los motivos por los cuales se decide detener una VRU para evitar la inyección de oxígeno son: primero por integridad de materiales y máquinas, y luego por aspectos contractuales asociados a la venta de gas o regulatorios. La simple presencia de oxígeno genera un deterioro en las cañerías, ya sean de proceso o de transporte. Es por eso que, en países donde los servicios de captación poseen una transferencia fiscal, se establece que la concentración de oxígeno en la corriente de gas no sea superior a las 10 ppm; cuando, como referencia, las normas de calidad del gas natural son de 0,2% molar (2.000 ppmv). Los reactores de oxígeno, por el costo de su catalizador, deben colocarse aguas debajo de las VRU, y estos catalizadores, que pueden ser regenerados, deben ser cambiados cada 18 meses, dependiendo del nivel concentración de oxígeno y volumen de gas a procesar. Los catalizadores suelen ser sensibles a ser intoxicados con la presencia de azufre, así que para los casos en que un vapor contenga ciertos niveles de sulfuro de hidrógeno (H₂S) se debe colocar un reactor de azufre, generalmente a base de óxido de hierro, el cual para evitar sobre dimensionar el equipo, debe ser colocado aguas abajo de la VRU y delante del reactor de oxígeno, para proteger a los catalizadores de este último; además de que también se desea evitar inyectar H₂S en sistema de cañerías. Así que la sugerencia es que la corriente sea tratada contra el H₂S para cuando la concentración es inferior a 200 ppm, y dejarlo casi en 0 ppm. De todas formas, si se desean procesar concentraciones más altas, se recomienda contactar al tecnólogo para estudiar el caso más exhaustivamente.

También, este es un motivo por el que se recomienda reducir al mínimo en lo posible la corriente recuperada de los tanques; de forma tal de reducir así la inversión en este tipo de dispositivo.

5. Quema rutinaria de Alta eficiencia: En los casos en los cuales no es posible capturar o hacer uso del gas recuperado, sea por presencia de elementos como el H₂S en muy altas concentraciones, incapacidad para ser utilizados o vendidos, o bien, por alivio de presión del sistema de VRT, es necesario un sistema de alta eficiencia de quema. Hoy estos son los combustores de vapores encapsulados (VCU en inglés, con eficiencias por sobre el 98%, debido a que suelen trabajar controlando la temperatura de la combustión, o para casos donde se buscan niveles de destrucción aún mayores por presencia de BTEX, H₂S y la mejora de inquemados sobre los gases de hidrocarburos, se propone la utilización de oxidadores térmicos (TO), cuyas eficiencias de destrucción alcanzan el 99,99%. De estos últimos, existen algunos con mayor eficiencia energética que otros; pues existen del tipo Recuperativo-, Regenerativo-, Catalíticos-, otros. La ventaja de un TO sobre un TO de alta eficiencia es la baja emisión de NO_x, que sabemos que es un compuesto a evitar emitir; y que los VCU y flares por su aporte de aire para controlar la eficiencia de combustión, no pueden garantizar bajas emisiones de

NOx. A diferencia de otros sistemas de quema, los TO podrían no requerir suministro eléctrico de red, ya que solo requieren un mínimo consumo para mantener el sistema de control, y un suministro de gas natural de utility o combustible.

6. Sistema de colección de gas de entre-columna: En lo que respecta a prácticas recomendadas sobre los pozos o locaciones de varios pozos, las prácticas de alivios de presiones del gas retenido entre la columna de tubing de producción y de casing de producción pueden ser evitadas. Muchas veces, cuando el packer de fondo, que separa estas dos secciones de la cabeza de pozo, se encuentra dañado o no existe, hay comunicación de presión y el gas acumulado contrapresiona el reservorio de petróleo y restringe la producción. Esto puede dar lugar a una práctica habitual de viejos tiempos que consiste en ventear, o alternativas de quema en antorcha, el gas retenido en el volumen anular.

Muchas empresas han optado hace tiempo por construir un segundo sistema de cañerías para la captación del gas de entre-columnas, y luego desde un colector de gas, impulsarlo con un compresor. Pero muchas veces, la muy baja presión hace que esta solución no sea tan efectiva como se espera. Para esta situación, existe una solución que consiste en colocar un pequeño compresor en la boca del pozo; que no tiene como objetivo aumentar la producción de gas, sino evitar este tipo de prácticas de venteo en frío directo en la atmósfera. Este tipo de compresores puede canalizar el gas producido por las cañerías de colección de gas de entre-columnas mencionadas, si ya las disponen; o bien, inyectarlas en la cañería de producción por donde se está descargando el crudo; que además, mediante la disolución del gas en el crudo, ayuda a que este pueda fluir con más facilidad hacia las baterías de tanques o plantas de tratamiento de crudo.

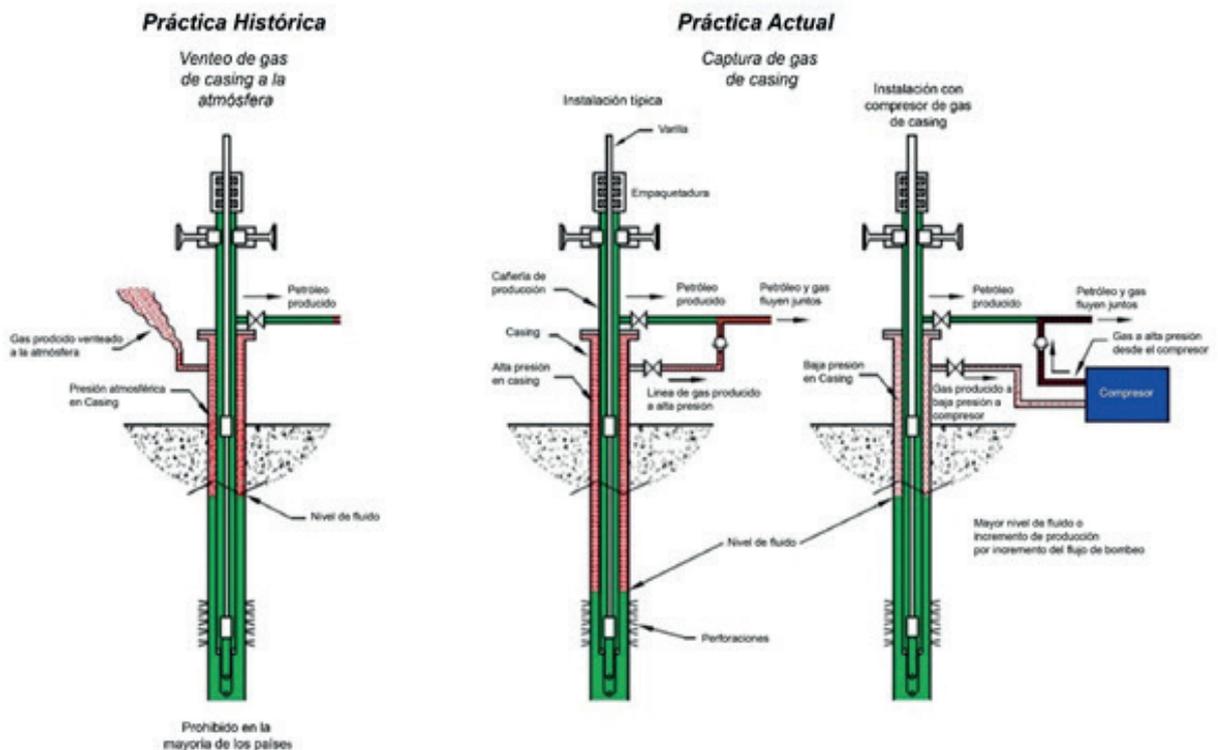


Figura 5.

Finalmente, en lo que a la propuesta de soluciones tecnológicas se refiere, es importante tener conciencia que esta práctica tiene sentido si muchas de las tecnologías anteriormente mencionadas son acompañadas por otras soluciones de mejora de eficiencia energética y operativa, donde el combustible recuperado sustituye el uso del combustible producido de primera mano, como ser:

- Flare to Power (aprovechar el gas quemado en una antorcha para generación eléctrica)
 - Electrificación de campos marginales
 - Provisión de energía eléctrica a comunidades cercanas sin acceso a la red
 - Uso del calor de combustores para impulsar generadores (aplicación similar a la co-generación)
- Uso del gas en calentadores indirectos de campo.

Los proyectos de reducción de la quema de gas en antorcha de activos en operación pueden estar condicionados por cuestiones económicas, incluso cuando existe una buena solución tecnológica.

Los costos netos para cumplir con lineamientos de la iniciativa de lograr la quema rutinaria cero en antorcha dependen en gran medida del tamaño y la ubicación de los proyectos de producción de petróleo y gas. Si la producción, en gran parte, se realiza en lugares remotos con pozos de petróleo relativamente pequeños y dispersos, los costos netos pueden llegar a ser relativamente altos. Sin embargo, la economía de las inversiones es muy sensible a los precios que se ofrecen para el suministro de gas y energía.

El papel del financiamiento / financiamiento alternativo y el proceso de licitación del gas tiene una influencia significativa para determinar el comportamiento del sistema, junto con la utilización y monetización del gas de antorcha para respaldar cualquier política de cero quemadas rutinarias en antorcha.

Unir la solución tecnológica con el capital necesario para construir la infraestructura y las instalaciones es un paso fundamental en cualquier proyecto que esté diseñado para monetizar el gas asociado y evitar que sea quemado.

Para aquellos casos en los que el productor de petróleo y gas no pueda respaldar un proyecto completo de reducción / monetización de la quema de gas asociado, se podrán considerar otras fuentes externas de financiamiento.

9 BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Z. H. P. D. R. J. S. P. S. A. P. W. M.-O. C. P. R. P. S. C. J. M. Y. C. X. Z. M. G. E. T. M. M. T. T. W. V. Masson-Delmotte, «Global Warming of 1.5°C,» IPCC, 2018.
- [2] Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG), Gestión de emisiones de metano en operaciones de explotación y producción, vol. PR, IAPG, 2020.
- [3] Climate Bond Standard, Version 3.0, Climate Bond Initiative, 2019.
- [4] Global Gas Flaring Reduction Partnership, «Gas Flaring Definition (Definiciones de Quema de Gas),» 2016.

SR15_Glossary_spanish.pdf (ipcc.ch)
Zero Routine Flaring by 2030 (ZRF) (worldbank.org)
Flaring management guidance (ipieca.org)