SEMARNAT
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

INECC
INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

DESARROLLO DE RUTAS DE INSTRUMENTACIÓN DE LAS CONTRIBUCIONES NACIONALMENTE DETERMINADAS EN MATERIA DE REDUCCIÓN, MITIGACIÓN DE GASES Y COMPUESTOS DE EFECTO INVERNADERO (GYCEI), EN EL SECTOR DE PETRÓLEO Y GAS (EXTRACCIÓN, DISTRIBUCIÓN, REFINACIÓN, COGENERACIÓN Y AUTOABASTECIMIENTO EN EL SECTOR) EN MÉXICO EN MÉXICO

2018

MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO

Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Blvd. Adolfo Ruíz Cortines 4209, Jardínes en la Montaña, Tlalpan, Ciudad de México. C.P. 14210. Tel. +52 (55) 54246400. Fax. +52 (55) 54245404. www.inecc.gob.mx

2018

DIRECTORIO

Dra. María Amparo Martínez Arroyo

Dirección General del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Dra. Claudia Alejandra Octaviano Villasana

Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático

Dra. Juana Itzchel Nieto Ruiz

Dirección de Investigación para Estrategias de Desarrollo Bajo en Carbono

Dr. Adolfo Contreras Ruiz Esparza

Subdirección de Modelación y Análisis de Políticas de Cambio Climático

DESARROLLO DE RUTAS DE INSTRUMENTACIÓN DE LAS CONTRIBUCIONES NACIONALMENTE DETERMINADAS EN MATERIA DE REDUCCIÓN, MITIGACIÓN DE GASES Y COMPUESTOS DE EFECTO INVERNADERO (GYCEI), EN EL SECTOR DE PETRÓLEO Y GAS (EXTRACCIÓN, DISTRIBUCIÓN, REFINACIÓN, COGENERACIÓN Y AUTOABASTECIMIENTO EN EL SECTOR) EN MÉXICO EN MÉXICO

Preparado por:

Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático
Jorge Alberto Plauchú

Por encargo del Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas (PNUD)

CONTENIDO

CONTENIDO 1

1. INTRODUCCIÓN 5

2. EMISIONES DE GYCEI EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS GLOBAL. 7

3. EMISIONES DE GYCEI EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO. 10

3.1. INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SECTOR PETRÓLEO Y GAS NATURAL. 10
3.2. FUENTES DE EMISIONES EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN MÉXICO. 15
3.3. ESTIMACIÓN DE EMISIONES DE GYCEI DEL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO 17

4. LÍNEA BASE DE EMISIONES DE GYCEI EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO. 21

4.1. CONSIDERACIONES PRINCIPALES PARA CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA BASE DE EMISIONES DE GYCEI DEL SECTOR PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN MÉXICO. 21
4.2. LÍNEA BASE DE EMISIONES DE GYCEI DEL SECTOR PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN MÉXICO. 22

5. RUTA TECNOLÓGICA Y DE INSTRUMENTACIÓN DE NDC. 26

5.1. ELEMENTOS Y ACTORES RELEVANTES PARA RUTAS TECNOLÓGICAS DE INSTRUMENTACIÓN. 26
5.2. ETAPAS PARA RUTAS TECNOLÓGICAS DE INSTRUMENTACIÓN DE NDC. 28
5.3. ESTATUS ACTUAL DE DESARROLLO DE RUTAS TECNOLÓGICAS DE INSTRUMENTACIÓN DE NDC. 30

6. RUTA TECNOLÓGICA Y DE POSIBLE INSTRUMENTACIÓN DE NDC / MITIGACIÓN ADICIONAL PARA EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO – RESUMEN Y PARTICULARIDADES DE ANÁLISIS. 32

6.1. RESUMEN DE LÍNEAS DE ACCIÓN IDENTIFICADAS Y EVALUADAS. 34
6.2. PRINCIPALES LÍNEAS DE ACCIÓN IDENTIFICADAS Y NO EVALUADAS. 36
6.3. ELEMENTOS RELEVANTES PARA EL PLANTEAMIENTO DE RUTAS TECNOLÓGICAS DE NDC Y MITIGACIÓN ADICIONAL EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO. 40
6.3.1. INFORMACIÓN TÉCNICA ANALIZADA. 40
6.3.2. MARCO NORMATIVO DEL SECTOR PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN MÉXICO. 43
6.3.3. BARRERAS A LA IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS DE MITIGACIÓN DE EMISIONES DE GYCEI EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO. 46

7. RUTA TECNOLÓGICA EVALUADA PARA LÍNEAS DE ACCIÓN DE MITIGACIÓN EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO. 54

7.1.1. RUTAS TECNOLÓGICAS DE INSTRUMENTACIÓN EVALUADAS PARA EL SUBSECTOR PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL. 54

7.1.2. RUTAS TECNOLÓGICAS DE INSTRUMENTACIÓN EVALUADAS PARA EL SUBSECTOR PROCESO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL. 66

7.1.3. RUTAS TECNOLÓGICAS DE INSTRUMENTACIÓN EVALUADAS PARA EL SUBSECTOR REFINACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO. 75

7.1.4. RUTAS TECNOLÓGICAS DE INSTRUMENTACIÓN EVALUADAS PARA EL SUBSECTOR ELABORACIÓN DE AMONIACO. 84

8. RUTA TECNOLÓGICA NO EVALUADA PARA LÍNEAS DE ACCIÓN DE MITIGACIÓN EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO. 96

ANEXO 1. .... FUENTES DE EMISIONES DE GYCEI EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO. 106

A-1 1. FUENTES DE EMISIONES DE GYCEI EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL 106

A-1 2. FUENTES DE EMISIONES DE GYCEI EN TRATAMIENTO Y PROCESO DE GAS NATURAL 112

A-1 3. FUENTES DE EMISIONES DE GYCEI EN TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y EN OPERACIONES DE GNL. 114

A-1 4. FUENTES DE EMISIONES DE GYCEI EN REFINACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO. 119

A-1 5. FUENTES DE EMISIONES DE GYCEI EN ELABORACIÓN DE AMONIACO. 123

ANEXO 2. ..... ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS DE MITIGACIÓN DE EMISIONES DE METANO EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS. 126

A-2 1. FUENTES DE EMISIONES DE METANO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS 126

A-2 1.1. DESCRIPCIÓN DE SUBSECTORES EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL. 126

A-2 1.2. GENERALIDADES ACERCA DE FUENTES DE EMISIONES DE METANO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL. 129

A-2 1.3. CLASIFICACIÓN DE FUENTES DE EMISIONES DE METANO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL. 131

A-2 1.4. FUENTES ESPECÍFICAS DE EMISIONES DE METANO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL. 135

A-2 2. ESTADO DE TECNOLOGÍAS DE MITIGACIÓN DE EMISIONES DE METANO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS A NIVEL MUNDIAL, ESTADO DEL ARTE Y TENDENCIAS FUTURAS 135

A-2 2.1. TECNOLOGÍAS DE MITIGACIÓN EN LOS SUBSECTORES UPSTREAM, MIDSTREAM Y DOWNSTREAM EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y EL GAS NATURAL. 136

A-2 2.1.1. Tecnologías de mitigación para emisiones fugitivas de metano en componentes de equipo. 136

A-2 2.1.2. Tecnologías de mitigación para emisiones fugitivas venteadas de metano y perspectivas futuras de las mismas. 139

Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en equipo mecánico 139

Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en tanques de almacenamiento de crudo y condensado 144

Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en operaciones de perforación y mantenimiento de pozos 150

Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en dispositivos neumáticos 152

Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en sistemas de deshidratación por glicol y de endulzado de gas con aminas 153

Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en operaciones de mantenimiento de sistemas de transporte de gas 155

Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en operaciones de quema de gas de desecho 156

A-2 2.2. ANÁLISIS DE CRITERIOS PARA IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE MITIGACIÓN DE EMISIONES DE METANO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y EL GAS NATURAL. 161

A-2 3. TECNOLOGÍAS DE MITIGACIÓN DE EMISIONES DE METANO CON POSIBLE APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA MEXICANA DE PETRÓLEO Y GAS 164

Figura 3.1. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en la Industria del Petróleo y Gas Natural en México 13
Figura 3.2. Principales Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en la Industria del Petróleo y Gas Natural en México 14
Figura 4.1. Línea base de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero en la Industria del Petróleo y Gas Natural en México 2016 - 2050 23
Figura 5.1. Actores relevantes para implementación de acciones en el sector petróleo y gas en México 28
Figura 5.2. Proceso de desarrollo de rutas tecnológicas de instrumentación de NDC 30
Figura 6.1. Gráfica de propuesta de ruta de NDC y mitigación adicional 33
Figura 6.2. Ejemplo de MACC para sector petróleo y gas 42
Figura A1-1. Subsectores de la Industria del Petróleo y el Gas Natural 127

Tabla 6-1. Barreras relacionadas con implementación de acciones de mitigación 51
Tabla A1-1. Fuentes de emisiones en producción de crudo y gas natural 107
Tabla A1-2. Fuentes de emisiones en tratamiento y proceso de gas natural 112
Tabla A1-3. Fuentes de emisiones en transporte y distribución de gas natural 115
Tabla A1-4. Fuentes de emisiones en refinación de petróleo crudo 119
Tabla A1-5. Fuentes de emisiones en elaboración de amoniaco 123

1. INTRODUCCIÓN

En este documento se describe y propone una ruta tecnológica para la mitigación de emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero (GyCEI) del sector, la cual constituye un planteamiento inicial que describe las etapas que deben seguirse para la implementación exitosa de acciones y proyectos de GyCEI, que tengan como resultado la reducción efectiva de dichas emisiones con respecto al escenario de línea base considerado.

La ruta tecnológica en cuestión está a su vez integrada por el conjunto de líneas de acción y medidas de mitigación de GyCEI consideradas como prioritarias por su potencial de mitigación, y para las cuales se cuenta con información para la cuantificación del total de emisiones sobre las que se pretende implementar cada acción específica, permitiendo con ello evaluar los resultados de dicha ejecución en el tiempo, comparando las emisiones de línea base con aquéllas.

Como componentes descriptivos y alimentadores de la ruta tecnológica se contemplan aspectos técnicos, políticos, jurídicos, financieros, de mercado y organizacionales relacionados con todos los actores involucrados en su desarrollo. (IEA, 2014a)[1]

La definición de una ruta tecnológica implica necesariamente la existencia de un objetivo de mitigación, ya sea combinado o referido a una medida de mitigación en particular.

Para que dicho objetivo sea alcanzable, debe establecerse tomando en cuenta aspectos técnicos, metodológicos, económicos y estructurales que correspondan con la realidad del contexto de la industria del petróleo y el gas natural.

De este modo, se requiere que las estimaciones de línea base de las emisiones de GyCEI relacionadas con dicho objetivo se realicen utilizando la mejor información disponible, ya que a partir de dicha estimación se determinan los potenciales de mitigación y en última instancia, la escala y por tanto, las características de operación de proyectos o acciones encaminadas al logro de dicho objetivo.

En caso de que las estimaciones de línea base no cumplan con esta condición, la primera provisión a tomar es la reducción de incertidumbre para tenerlas en consideración, permitiendo plantear una acción o medida de mitigación de manera adecuada o estableciendo un plan de acción para generar y/o recolectar la información necesaria con dicho fin, y que no está disponible actualmente. Cabe aclarar, que no se recomienda bajo

[1] De acuerdo con el documento *"Energy Technology Roadmaps. A guide to development and implementation"*

ningún concepto de lógica empresarial o metodológica, proponer proyectos o acciones con base en estimaciones de emisiones de GyCEI originadas en factores de emisión de unidades, procesos o actividades que no representen a las instalaciones específicas sobre las que se desarrollarán tales medidas de mitigación.

No obstante, la experiencia de la industria y la configuración de la misma, permiten identificar áreas de oportunidad con una priorización cualitativa en tales casos, permitiendo con ello optimizar el esfuerzo y recursos que deban dedicarse a la optimización o establecimiento, por ejemplo, de un sistema de medición, reporte y verificación (MRV).

Una ruta tecnológica no debe limitarse a aspectos técnicos, como ya se ha dicho, sino que debe contemplar también cuestiones estructurales que constituyen barreras a la implementación de acciones y medidas de mitigación, identificando las mismas y dentro de los alcances del planteamiento de dicha ruta tecnológica, deberá realizarse un análisis de la forma en que las mismas podrían superarse.

El análisis de una ruta tecnológica no sería completo sin un marco temporal para la implementación de las acciones o medidas de mitigación contempladas, a todas las cuales genéricamente se denomina como “tecnologías de control” en el contexto de reducción de emisiones de GyCEI.

El marco de aplicación de tecnologías de control descritas en el presente documento es la Contribución Nacionalmente Determinada (NDC por sus siglas en inglés) para el sector de petróleo y gas de México, por lo que se ha establecido una propuesta de asignación de las categorías NDC no condicionada (objetivo de mitigación al que el país se compromete independientemente de la existencia o no de mecanismos de apoyo, políticas o financiamiento diferentes a los actuales), o bien NDC de mayor ambición o condicionada (objetivo de mitigación que sólo podrá comprometerse condicionadamente a la existencia o desarrollo de mecanismos de financiamiento, apoyo, políticas o condiciones socioeconómicas que permitan la implementación exitosa de las tecnologías de control clasificadas dentro de esta categoría).

Se debe ser consciente de que la participación de los principales actores del sector para la revisión y adecuación de esta ruta tecnológica es necesaria para dar certidumbre al establecimiento de objetivos y acciones específicas.

Es muy posible que el involucramiento activo de los mismos dará como resultado un refinamiento de la ruta tecnológica o sus componentes, así como aportaciones a la visión y análisis realizados a lo largo de este documento que permitan identificar oportunidades de optimización de los análisis realizados, así como otras oportunidades de mitigación

que a su vez podrían integrarse a la ruta tecnológica global de la industria del petróleo y gas.

2. EMISIONES DE GYCEI EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS GLOBAL.

Las emisiones de GyCEI en el sector del petróleo y gas natural, se presentan de manera significativa en toda la cadena de valor de la misma, desde las actividades de exploración prospectiva hasta la comercialización de los productos finales.

El sector es responsable de aproximadamente el 8% de las emisiones de GEI antropogénicas globales, es decir cerca de 3,800 $MtCO_2e$.[2, 3]

Las industrias y procesos utilizados en este sector son intensivos en energía, y algunos de ellos por su propia naturaleza generan emisiones de GEI adicionales a aquéllas provenientes de sus requerimientos energéticos.

Es precisamente el uso energético de combustibles fósiles para el proceso y generación de energía eléctrica el que genera mayores emisiones de GEI en el sector, seguido por la combustión sin aprovechamiento energético de gas y otros compuestos en quemadores, los venteos de proceso, emisiones fugitivas, venteos diversos y tratamiento de gas.

En los anteriores grandes grupos los principales contribuyentes al total de emisiones de GyCEI son el dióxido de carbono (CO_2) y el metano (CH_4).

Así mismo, existen emisiones relativamente pequeñas de óxido nitroso (N_2O), hidrofluorocarbonos (HFC) y hexafluoruro de azufre (SF_6), todos ellos gases de efecto invernadero contemplados como GEI según el IPCC.

Por otra parte, el sector es un importante emisor de carbono negro (CN), compuesto considerado como contaminante climático de vida corta (CCVC o SLCP por sus siglas en inglés), el cual se genera en los procesos de combustión, si bien su mecanismo de generación más importante es la operación de quemadores de gas residual o de desecho con arrastres de líquidos o en quemadores de líquidos de desecho en las diferentes instalaciones, debido a que los mismos manejan fracciones de hidrocarburos pesados, que presentan mayor dificultad para su combustión, aunado a que estos quemadores tienen una menor eficiencia de combustión que los empleados en equipos para

[2] Millones de toneladas de CO_2 equivalente

[3] Debarre,R., Fulop, T., Lajoie, B. (2016); Energy Perspectives – Consequences of COP21 for the Oil and Gas Industry, Accenture Strategy Energy, consultado el 28 de enero de 2017 en https://www.accenture.com/t00010101T000000__w__/br-pt/_acnmedia/PDF-11/Accenture-Strategy-Energy-Perspectives-Consequences-COP21.pdf

transformación de energía, por ejemplo calderas, calentadores de proceso, motores de combustión interna o turbinas a gas.

El sector comparte con otros la generación de emisiones de GyCEI por instalaciones de edificios administrativos y de funciones de oficina, así como de servicios generales, lo que, aunque con relación al total de emisiones de las instalaciones es poco significativo, si se compara en magnitud absoluta con otras organizaciones, las emisiones de GyCEI de estas instalaciones generalmente serán de niveles similares a los de corporaciones financieras o comerciales de tamaño mediano o grande.

Las características de los procesos involucrados y productos obtenidos hacen que este sector tenga hoy en día una de las relaciones más estrechas entre índices de emisiones de gases de efecto invernadero y eficiencia operativa, lo cual hace en muchas ocasiones rentable la reducción de emisiones.

Son varias las razones para ello, entre las que se cuentan:

- Una parte importante de las emisiones de CO_2 provienen de procesos donde se transforma energía para su utilización en el proceso, o bien donde se dispone de corrientes de materia que podrían convertirse en productos o en energía (quemadores de gases y/o líquidos con cantidades significativas de hidrocarburos en su composición).
  De tal modo, la reducción de emisiones de CO_2 totales puede provenir de medidas de optimización energética o de recuperación de corrientes de desecho para su utilización o venta. Ambas líneas de acción son componentes importantes de la eficiencia operativa.

- En el caso de las emisiones de CH_4, algunas veces están asociadas de manera importante a procesos de combustión en quemadores, y dependiendo del nivel de quema pueden estar entre las más importantes para una instalación, subsector de la industria del petróleo y el gas natural o para el sector en su conjunto. Así, la recuperación de dichas corrientes para ser aprovechadas como energía, carga a procesos o para evitar la generación de las emisiones de CH_4, pues se reduce o elimina el paso de dicho hidrocarburo por el sistema.
- Otras fuentes de emisiones de CH_4 relevantes en el sector petróleo y gas en México se asocian con el venteo de gas natural en diversas fuentes y actividades, entre ellas tanques atmosféricos de almacenamiento de crudo y condensados, operaciones en pozos y sellos de compresores centrífugos.
  En estos casos, el gas recuperado que se evita quemar puede convertirse en producto, emplearse como energético localmente o aun en caso de producción de gas aislado (sin acceso económico a un sistema de recolección o transporte de

gas), la recuperación de las fracciones más pesadas que el metano para incorporarlas en la corriente de crudo producido incrementa la eficiencia de operación de las instalaciones.

- Por las razones expresadas en los dos primeros puntos de esta lista, también la mitigación de emisiones de CN puede identificarse principalmente con acciones de reducción de quema de gas o líquidos, derivadas de proyectos o acciones que buscan incrementar los rendimientos de productos e insumos y por tanto abonan a la eficiencia de operación. La reducción de emisiones de CN por disminución en consumo de combustible es marginal, si bien se pueden dar como resultado de acciones de optimización energética, componente a su vez de la eficiencia operativa.

3. EMISIONES DE GYCEI EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO.

Las emisiones de GyCEI del sector petróleo y gas se relacionan con el tipo de infraestructura en donde se ubican sus fuentes, y no es estándar para toda la industria en el mundo, sino específica a las operaciones en un contexto y espacio determinado.

En el caso del análisis de ruta tecnológica para el sector en México, relacionado con la NDC, el sector se ha delimitado de modo que incluye a los subsectores de producción de crudo y gas, proceso de gas, refinación de crudo, compresión y transporte de gas, transporte de crudo y petrolíferos, así como a la elaboración de amoniaco.

De acuerdo con ello, se describen a continuación dichos subsectores de manera sintética para posteriormente dar paso a la identificación de fuentes de emisiones de GyCEI y tipo de las mismas para las principales fuentes en cada subsector.

3.1. Infraestructura actual del sector petróleo y gas natural.

La infraestructura actual del sector petróleo y gas en México cuenta entre sus operaciones de producción con plataformas marinas de producción y proceso, instalaciones terrestres de producción, baterías de separación y almacenamiento de crudo y condensado, terminales de almacenamiento, centros de proceso y transporte de gas, estaciones de bombeo, compresión y sistemas de ductos en donde se desarrollan uno o más de los procesos de:

- Perforación y mantenimiento de pozos de petróleo y gas asociado
- Extracción y recolección de crudo
- Separación de gas, agua de formación y aceite
- Almacenamiento y deshidratación de crudo
- Calentamiento y bombeo de crudo
- Carga de buques tanque de crudo
- Perforación y mantenimiento de pozos de gas seco
- Extracción y recolección de gas natural
- Tratamiento de gas natural
- Compresión y transporte de gas natural

Se cuenta también con nueve centros de procesamiento de gas, en donde el gas natural húmedo recibido de las instalaciones de producción es tratado y procesado, para eliminar contaminantes y extraer componentes de alto valor económico del mismo, en general etano, propano y butano.

Los procesos principales que se llevan a cabo en estos centros son los siguientes:

- Deshidratación
- Endulzamiento de gas
- Fraccionamiento
- Procesos criogénicos
- Recuperación de azufre
- Remoción de nitrógeno

La infraestructura de transporte de gas a los mercados se compone de estaciones de compresión y sistemas de ductos que lo conducen ya sea a puntos de entrega directa o a "city gates"[4] para su distribución.

El sector incluye infraestructura para regasificación de gas natural licuado (GNL o LNG por sus siglas en inglés), consistente en tres instalaciones de recibo, almacenamiento y regasificación, de las cuales al momento de la elaboración de este reporte dos se encontraban en operación.

Por otra parte, la infraestructura actual para proceso de crudo cuenta entre sus operaciones seis refinerías de alta integración, en las cuales se llevan a cabo los siguientes procesos:

- Destilación primaria de crudo
- Destilación al vacío
- Desintegración térmica (Thermal Cracking)
- Desintegración catalítica (Fluid Catalytic Cracking o FCC)
- Producción de hidrógeno
- Alquilación
- Hidrotratamiento catalítico
- Recuperación de azufre
- Coquización
- Elaboración de lubricantes

Así mismo, se incluye en este análisis el complejo petroquímico de Cosoleacaque, el cual es la única instalación que actualmente produce amoniaco, empleado principalmente para la elaboración de fertilizantes nitrogenados.

[4] Se denomina con este término al punto, generalmente incorporado en una estación de medición, en donde se transfiere la custodia del gas natural producto a la entidad o empresa que opera sistemas de distribución de gas natural

Todos los centros procesadores de gas, las refinerías y el complejo petroquímico descrito, cuentan con infraestructura propia de servicios auxiliares, en donde se genera vapor, electricidad o diversas combinaciones de ambos.

Empleando el diagrama gráfico de proceso estandarizado y desarrollado por API[5] para describir las fuentes y emisiones de GEI en las diversas áreas de la industria y servicios conexos, desde exploración y producción hasta comercialización y emisiones provenientes de suministradores de energía eléctrica, mostrado en la Fig. 3.1, se puede tener una visión general de las unidades de proceso donde se presentan emisiones de gases de efecto invernadero.

La misma se refiere a la cadena de valor de la industria en su conjunto, y para conservar el arreglo gráfico de la fuente original, se han eliminado de la misma las partes de dicha cadena que no están bajo el control o no se desarrollan actualmente por los operadores de la industria con actividades en México.

En el diagrama señalado, se indican así mismo las fuentes de emisión de gases de efecto invernadero típicamente emitidos a lo largo de dicha cadena de valor.

El diagrama en cuestión presenta una división de operaciones por sectores de uso común en los EE. UU., lo cual no significa que de acuerdo con la práctica actual en la industria en México la ubicación de las mismas de acuerdo con dicha clasificación sea la misma (de hecho no lo es), si bien es una representación de la forma en que típicamente se clasifican los diversos sub-sectores de la industria del petróleo y gas a nivel mundial, y por ello una referencia útil al analizar fuentes y emisiones de GyCEI en la industria.

Adicionalmente a las fuentes y tipos de emisiones mostradas, se encuentran otras, principalmente debidas a gases funcionales en sistemas de refrigeración y extinción de incendios (hidrofluorocarbonos o HFC), plantas de tratamiento de agua residual y residuos sólidos y sistemas eléctricos de alta tensión (hexafluoruro de azufre ó SF_6).

En cada una de las unidades de proceso o servicios señaladas en la figura referida, se llevan a cabo operaciones que generan gases de efecto invernadero (GEI) en diferente cantidad y con patrones de emisión que van desde esporádicos y eventuales hasta continuos y de gran magnitud.

.

[5] ®American Petroleum Institute (API)

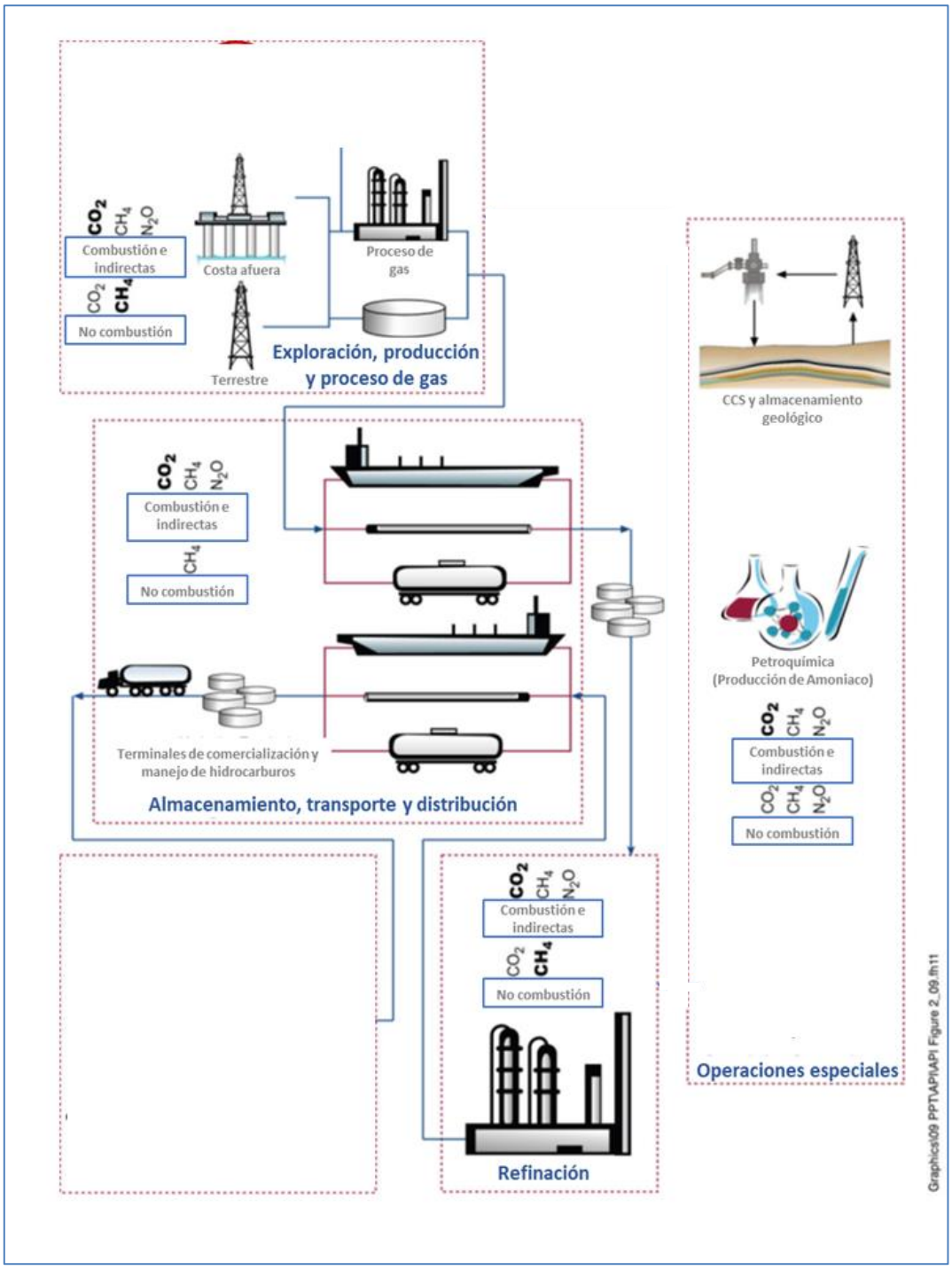
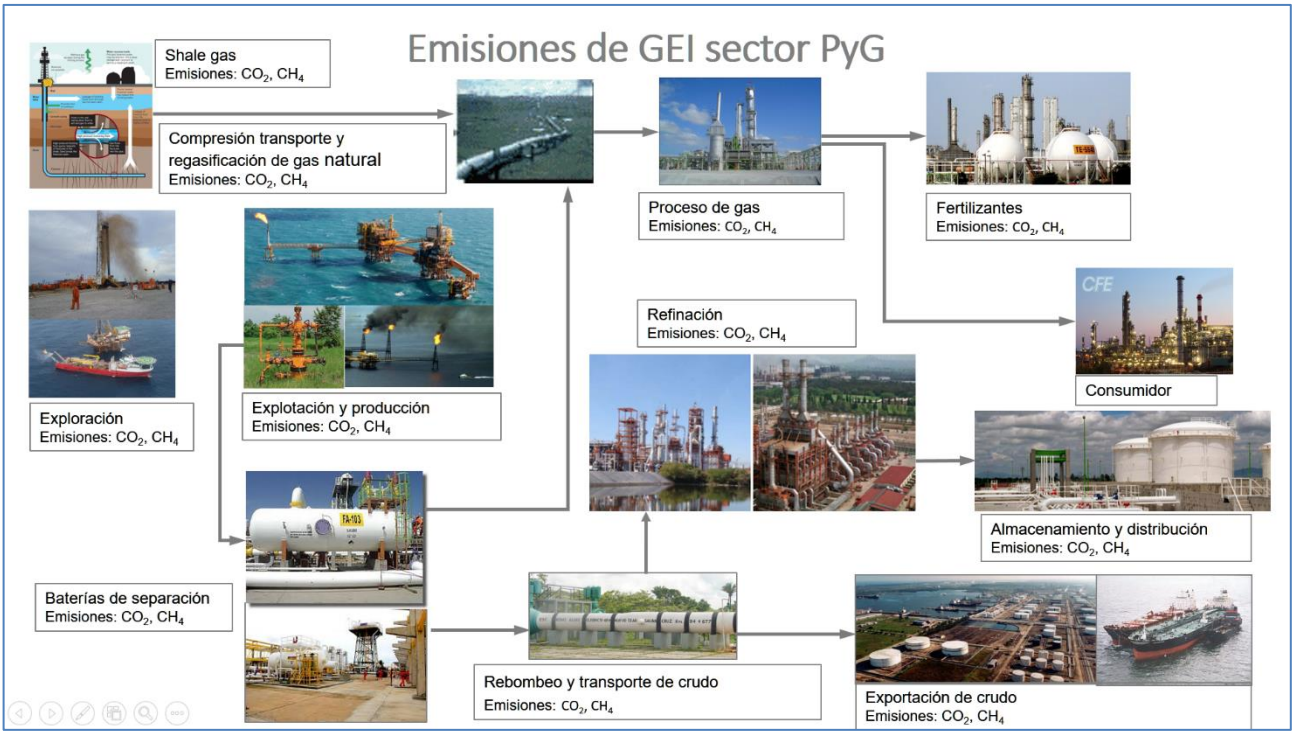


Figura 3.1. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en la Industria del Petróleo y Gas Natural en México

Fuente: Adaptado de Compendio API 2009

En la Figura 3.2 se muestra una representación gráfica de la cadena de valor del petróleo y el gas natural en México representada con imágenes de instalaciones reales en el país, donde se indican así mismo los gases de efecto invernadero más importantes que se generan en ellas.

Figura 3.2. Principales Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en la Industria del Petróleo y Gas Natural en México



Fuente: Elaboración propia

3.2. Fuentes de emisiones en la industria del petróleo y gas natural en México.

De acuerdo con la descripción de la infraestructura actual del sector petróleo y gas en México y utilizando la descripción de subsectores mostrada en la sección 3.1, es posible identificar las principales fuentes de emisión y los GyCEI generados típicamente en cada una de ellas como se muestra en las tablas a continuación, las cuales servirán como fuente de información para las secciones posteriores en este documento.

Debido a su extensión, en las Tablas A1-1 a A1-5 del Anexo 1, se muestran las fuentes de emisión para los diferentes subsectores del sector petróleo y gas natural en México, en las cuales se ha seguido la clasificación de categorías de emisión de IPCC, como sigue:

- **Emisiones por combustión** – Se refieren a aquéllas provenientes del empleo de energía primaria proveniente de combustibles fósiles o biogénicos en equipos y dispositivos de transformación de energía para generación de electricidad, vapor, calor, potencia mecánica, sostenimiento de combustión u otra forma de energía útil.
- **Emisiones fugitivas por quema de gas residual o de desecho** – Son aquéllas debidas a la quema de gas residual, vapores combustibles, gas no aprovechable o gas cuyas condiciones no permiten su uso en otros procesos, lo cual se realiza

generalmente en quemadores elevados o de fosa. Las corrientes de gas a quemadores pueden contener cantidades apreciables de líquidos y fracciones de hidrocarburos pesados, y cuando este es el caso, se promueve la formación de una cantidad importante de hollín o carbono negro, además de los GEI que normalmente se producen en la combustión.

- **Emisiones fugitivas por venteo** – Son emisiones que se deben a condiciones y operación normal de los procesos desarrollados y que no pueden dejar de generarse, aunque algunas pueden recuperarse o reducirse mediante un cambio en condiciones de proceso, evitando su emisión directa a la atmósfera. Se clasifican generalmente como:
    - **Venteos de proceso** – Se generan directamente por la cinética de las reacciones o por fenómenos físicos involucrados en los procesos en diferentes etapas de la cadena de valor del petróleo y el gas natural
    - **Venteo en operaciones de mantenimiento y "turnaround"** [6] – Se refiere a emisiones que se liberan a la atmósfera durante actividades y procesos de mantenimiento, reparación o modificación de instalaciones, incluyendo actividades de paro de instalación, y aquellas desarrolladas durante el período de preparación previa, pruebas y puesta en servicio de los sistemas y equipos intervenidos.
    - **Venteos no rutinarios en operación** – Son aquellas emisiones liberadas como consecuencia de la operación de dispositivos de seguridad, procedimientos de emergencia (p.ej., extinción de incendios), accidentes y daños a la infraestructura por cualquier causa no previsible o realizada como parte de operaciones de reparación o mantenimiento.
    - **Otros venteos** – En esta clasificación se incluyen emisiones relacionadas con cambio en condiciones de presión entre recipientes (evaporación instantánea o flasheo de gas en tanques de almacenamiento), procedimientos u operaciones relacionadas con perforación o intervenciones en pozos para restaurar su producción o condiciones de operación óptimas, liberación de GEI en dispositivos neumáticos o en sistemas de desgasificación de sellos húmedos, entre otras.
- **Otras emisiones fugitivas** – Se considera dentro de esta categoría a las emisiones debidas a fugas en componentes de equipo, ya sea a través de orificios

[6] En la industria petrolera, se conoce con este término anglosajón al conjunto de actividades de mantenimiento y reparación en unidades de proceso principales de una instalación, con el fin de restaurar sus capacidades y características de operación originales (o mejorarlas). Debido al tiempo requerido para su desarrollo (generalmente de varias semanas) las actividades se llevan a cabo durante paros programados totales de la instalación o de toda la línea de proceso a la que pertenece. Lo anterior asegura un periodo de operación confiable por varios años (entre 3 y 7 dependiendo del tipo de procesos y sustancias involucradas), programándose estratégicamente para coincidir con otros "turnaround" en la cadena de valor.

o sistemas de sellado, tuberías de extremos abiertos o empaquetaduras, por ejemplo, así como a las que se presentan en sistemas de gases refrigerantes y de agentes de extinción con potencial de calentamiento global, fugas de gases aislantes en sistemas eléctricos o emisiones debidas a operación de plantas de tratamiento de agua residual y desechos asociadas a las operaciones de la cadena de valor del petróleo y el gas natural.

En cuanto a las subcategorías de fuentes de emisión mencionadas en las tablas indicadas del Anexo 1, se sigue la clasificación contemplada en API [API 2009] (ver primera columna de la izquierda en cada caso).

Esta clasificación se considera útil pues se refiere a operaciones o equipamiento específicos a cada subsector descrito, por lo que a su vez constituye una guía para la identificación de áreas de oportunidad relacionadas con la mitigación de emisiones de GyCEI de las fuentes incluidas.

Como puede observarse en las tablas referidas, se han identificado más de 150 fuentes de emisiones de GyCEI en las operaciones industriales y logísticas de la cadena de valor del sector petróleo y gas.

En dichas tablas puede observarse también que muchas fuentes de emisión son recurrentes en diversos puntos de la cadena de valor y, por tanto, si el servicio o proceso asociado a las mismas es similar, existen buenas posibilidades de que las tecnologías de control de emisiones de GyCEI sean aplicables transversalmente a dichas fuentes.

Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que debido a diferentes diseños y características de operación de algunos dispositivos, sistemas y equipos, puede darse el caso de subcategorías que abarquen más de un tipo de tales elementos o mecanismos de generación de GyCEI, por lo cual al plantear acciones de mitigación, debe considerarse el empleo de tecnologías de control acordes al mecanismo específico de generación y al universo de emisiones dentro del que se desea efectuar una intervención con el fin de reducirlas o eliminarlas, lo anterior en la forma de proyectos, programas o actividades.

3.3. Estimación de emisiones de GyCEI del sector petróleo y gas en México.

La identificación de fuentes y el tipo de gases y/o compuestos de efecto invernadero que se generan en las mismas, no son suficientes para estimar las emisiones de GyCEI provenientes de cada una de dichas fuentes o del sector en su conjunto.

Es necesario conocer, para cada fuente en cada punto de la cadena de valor, el dato de actividad correspondiente a la misma, así como un factor de emisión asociado a dicha

actividad, o bien contar con mediciones o estimaciones de ingeniería para fuentes específicas.

Actualmente, y debido en gran medida a la política de distribución de gasto y de inversiones en instrumentación y equipamiento imperante en la industria petrolera en general, y en la de México en particular, no se cuenta con información que permita ya sea de manera directa o a través de cálculo, efectuar estimaciones de emisiones de todas las fuentes de emisión mencionadas o de todas las relevantes, sino que para un buen número de ellas se debe acudir a factores de emisión tomados de la literatura, algunos de los cuales presentan incertidumbre considerable.

En otros casos, no se cuenta con información precisa del dato de actividad, por lo cual también se deben utilizar factores de emisión a nivel de una parte de la cadena de valor, o efectuar suposiciones acerca de datos de actividad, lo cual, aunque no es recomendable, en ocasiones resulta el único camino posible para establecer un nivel de emisiones para ciertas fuentes.

La información disponible más confiable, corresponde a consumos de combustible y envío de gas a quemadores, si bien los reportes en algunas ocasiones corresponden a cálculos de ingeniería y balances, así como a niveles de producción de ciertos petrolíferos, lo cual permite realizar transformaciones matemáticas y utilizar factores de emisión que no presentan una incertidumbre mayor a la de los datos capturados y de la información adicional empleada para cálculo (p.ej., factores de emisión de combustión), para la estimación de emisiones por dicha combustión y por venteos de proceso, esto último es posible a través del empleo de factores de emisión basados en la estequiometría de las reacciones involucradas en diversos procesos.

No obstante lo anterior, se ha señalado en diversas ocasiones por entidades y empresas del sector la necesidad de depurar y mejorar la base de datos y la precisión de los mismos, para lo cual se realizan esfuerzos de adaptación del software empleado internamente por PEMEX (SISPA[7]) y la plataforma de gestión del mismo, con el fin de revisar definiciones y grupos de clasificación, así como algoritmos de cálculo de emisiones e información relacionada con la fuente de información empleada para los datos específicos ingresados, lo cual a su vez permite estimar las necesidades y prioridades para la mejora del sistema de MRV.

Debido a la obligación de reporte y verificación de emisiones establecido en el Reglamento de la Ley General de Cambio Climático en Materia del Registro Nacional de Emisiones, también es posible que la adecuación de la plataforma conlleve la integración

[7] Subsistema de Información de Seguridad y Protección Ambiental

de más campos o módulos para capturar información necesaria para realizar la estimación de emisiones de las diferentes operaciones controladas por la empresa.

Otros datos necesarios para estimación de emisiones, tales como factores de emisión específicos a actividades no medidas o sobre las cuales no se han realizado análisis o estudios de medición (p.ej. emisiones en pozos o en deshidratadores de glicol), y que tradicionalmente no se reportan en el SISPA, deben obtenerse directamente de las áreas operativas.

Debido a la complejidad de operaciones y número de equipamientos, así como a la condición de aislamiento geográfico y riesgo físico de algunas instalaciones, no se cuenta con información para algunos datos de actividad de operaciones de la industria del petróleo y el gas natural.

Adicionalmente, algunos operadores que trabajan para PEMEX y por tanto pertenecen al sector, no reportan en la base de datos referida, la cual es interna a la empresa, ni se tienen datos de todas sus operaciones con el detalle requerido para la construcción de un inventario bottom-up[8].

Todo lo anterior ha llevado a que el cálculo del inventario se realice con un sistema de construcción híbrido (top-down[9] + bottom-up), puesto que existe información detallada sólo para fuentes de combustión y algunas otras, mientras en otros casos la misma no existe, por lo que se utilizan factores con base en datos de actividad generales (p.ej. emisiones fugitivas de acuerdo con cierto nivel de producción, utilizando un factor de emisión relacionando ambos parámetros).

Se han realizado esfuerzos por el INECC para refinar los resultados del inventario de emisiones del sector petróleo y gas mediante la realización de análisis técnicos de procesos y de revisión crítica de la literatura existente relacionada con este tema para el sector, así como de fuentes de emisión y tecnologías de control aplicables.

Se ha realizado también un análisis para la determinación de factores de emisión de combustibles fósiles en México, lo cual permite resultados de estimación de emisiones

[8] El término se refiere a la forma de construcción de un inventario, en donde se calculan emisiones de fuentes individuales y se suman las mismas para obtener las cifras de emisiones totales para la instalación, región, industria o sector bajo estudio.

[9] El término se refiere a la forma de construcción de un inventario, en donde se calculan emisiones de grupos o categorías de fuentes individuales de manera conjunta, debido a la existencia de información relevante sólo a ese nivel (p.ej. consumo de combustible “x” para toda una empresa), con lo cual el cálculo de emisiones representa a grupos de fuentes y no a las mismas individualmente. La precisión de la estimación de emisiones depende de la calidad de información y no del método empleado para la construcción.

con menor incertidumbre que al emplear los factores de emisión sugeridos por defecto por el IPCC.

Con base en esta información, el inventario del sector petróleo y gas en México constituye un documento metodológicamente sólido, si bien debe decirse que es susceptible de mejora en cuanto a su precisión y reducción de incertidumbre.

Lo anterior tiene efectos sobre la forma en que se formulan y presentan las rutas de instrumentación de líneas de mitigación de GyCEI para el sector en las próximas secciones, siendo uno de los más importantes sin duda la no consideración de algunas líneas de acción, al no reunirse los elementos de certidumbre mínimos necesarios al establecer una línea base y por tanto un potencial de mitigación relacionado con la misma.

Dada la importancia de algunas de las líneas de mitigación no desarrolladas en detalle, en la sección 6.2 se describen las principales líneas de acción en este caso, incluyendo aspectos cualitativos sobre las mismas y las tecnologías de mitigación aplicables, como una indicación de la importancia de establecer planes de acción para lograr la evaluación objetiva de las mismas e incorporarlas a los esfuerzos de mitigación de GyCEI en el futuro.

Para mejorar esta situación y muy posiblemente incrementar el número de líneas de acción, la participación de los actores relevantes del sector será invaluable ya que, en las diversas reuniones desarrolladas a lo largo del desarrollo de esta consultoría, ha sido patente que existen oportunidades adicionales, algunas de las cuales actualmente están siendo evaluadas o dimensionadas mediante análisis, estudios y mediciones específicas, si bien dicha información no está disponible a la fecha.

Otra consideración importante puede hacerse para las líneas de mitigación de GyCEI para las que existe información con buena confiabilidad, tales como fuentes de combustión estacionaria y quema de gas residual y de desecho en quemadores.

En estos casos, se cuenta con medición , con análisis típicos de gas a quemadores también en un buen número de ellos, pero para el planteamiento de rutas de instrumentación se ha partido de diversos supuestos acerca de edad, estatus tecnológico, contribución de ciertos tipos de equipos y dispositivos al total de emisiones de la categoría de combustión y sobre la posibilidad de implementación de ciertas medidas, todo lo cual deberá confirmarse o revisarse por las áreas técnicas y ambientales de los operadores en una etapa posterior, para una estimación más precisa de los potenciales de mitigación y para consideración de detalles de implementación de acciones.

4. LÍNEA BASE DE EMISIONES DE GYCEI EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO.

Con base en lo descrito en las secciones anteriores se ha construido el inventario de GyCEI para el sector petróleo y gas en México por parte del INECC, mismos que se han reportado dentro del inventario nacional de GyCEI.

A partir de los mismos y de algunas consideraciones, se ha proyectado un escenario de línea base de emisiones de GyCEI para el sector a 2050.

Dicho escenario sirve como base para la construcción de los diversos escenarios de mitigación (de NDC y de reducciones adicionales).

Cualquier ajuste a dicho escenario de línea base, denominado simplemente como "Línea base", muy probablemente significará un cambio en la magnitud relativa de los potenciales de mitigación de las diferentes rutas de instrumentación de tecnologías de control para NDC y reducciones adicionales a la misma, mientras que las magnitudes absolutas descritas en dichas rutas son más dependientes de ajustes y consideraciones técnicas producto de interacciones de grupos de trabajo y expertos que del nivel de emisiones totales de línea base.

4.1. Consideraciones principales para construcción de línea base de emisiones de GyCEI del sector petróleo y gas natural en México.

La línea base de emisiones, como ya se ha dicho, se construye a partir de un inventario de año base o de una serie histórica de inventarios considerados representativos de la actividad del sector.

De este modo, para establecer las condiciones de inicio y variables para proyección se realizan diversos análisis e investigaciones en cuanto a:

- La contribución histórica de los diferentes subsectores a las emisiones totales del sector
- Las categorías principales de emisiones de cada subsector y generales para el sector
- La distribución relativa de los diferentes GyCEI en el total de emisiones, expresadas como tCO_2e
- La evolución esperada de la producción de crudo y gas natural
- La evolución esperada de los métodos de producción de crudo y gas natural
- La cantidad de gas a proceso esperada
- La evolución esperada de operaciones de transporte de gas y operaciones de GNL

- El comportamiento esperado de la producción de petrolíferos en refinerías
- La mezcla esperada de petrolíferos al mercado
- La evolución esperada de la producción de amoniaco
- Aspectos de cumplimiento regulatorio a futuro
- Relación de parámetros específicos con el desarrollo del Producto Interno Bruto
- Elasticidad de demanda y de producción de acuerdo con las condiciones del mercado mexicano e internacional

Lo anterior, puede desarrollarse a partir de diversas fuentes, una de las más relevantes y accesibles es la información documental derivada, entre otras de: las prospectivas de petróleo crudo y petrolíferos y de producción de gas natural de SENER, publicaciones tales como los Balances Nacionales de Energía (BNE) de SENER, los ordenamientos legales y el marco jurídico general para el sector petróleo y gas en México, estadísticas del Banco de México y la Secretaría de Hacienda respecto del desarrollo de la economía y las previsiones de la misma, información relativa al desarrollo de las rondas de licitación de bloques de producción por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como estudios internacionales aplicables.

Por otra parte, la opinión experta de personal de las áreas de planeación estratégica, desarrollo e investigación, normativa y operación de los actores relevantes del sector es de suma importancia para la refinación de las conclusiones obtenidas a partir de la información documental antes referida, con lo que se pueden tener los insumos necesarios para hacer una proyección sólida de emisiones de GyCEI en el tiempo, que permita establecer la línea base.

Un ejemplo claro de lo anterior es la necesaria consideración de un escenario único de producción de crudo, mientras las prospectivas de petróleo crudo y petrolíferos de SENER consideran dos escenarios (máximo y mínimo), por lo que un consenso informado acerca del escenario más probable y su justificación resultan necesarios.

4.2. Línea base de emisiones de GyCEI del sector petróleo y gas natural en México.

Con la información y conclusiones resultado del proceso descrito en la sección anterior, pueden establecerse correlaciones de orden general o bien particulares, aplicables a ciertas actividades o subcategorías de fuentes de uno o más subsectores, e integrarse las mismas en un modelo numérico que permita establecer la línea base del sector atendiendo a las consideraciones mencionadas, lo cual es un ejercicio mucho más plausible que la simple escalación de emisiones con base en datos de actividad sustantiva.

El resultado derivado del proceso anterior, y tomando en cuenta las características de la información disponible, se presenta en la Figura 4.1. En la misma no se incluyen las emisiones correspondientes a actividades de la industria petroquímica ni de elaboración de amoniaco, para las cuales actualmente se está en el proceso de revisión de los datos de actividad para su consideración final.

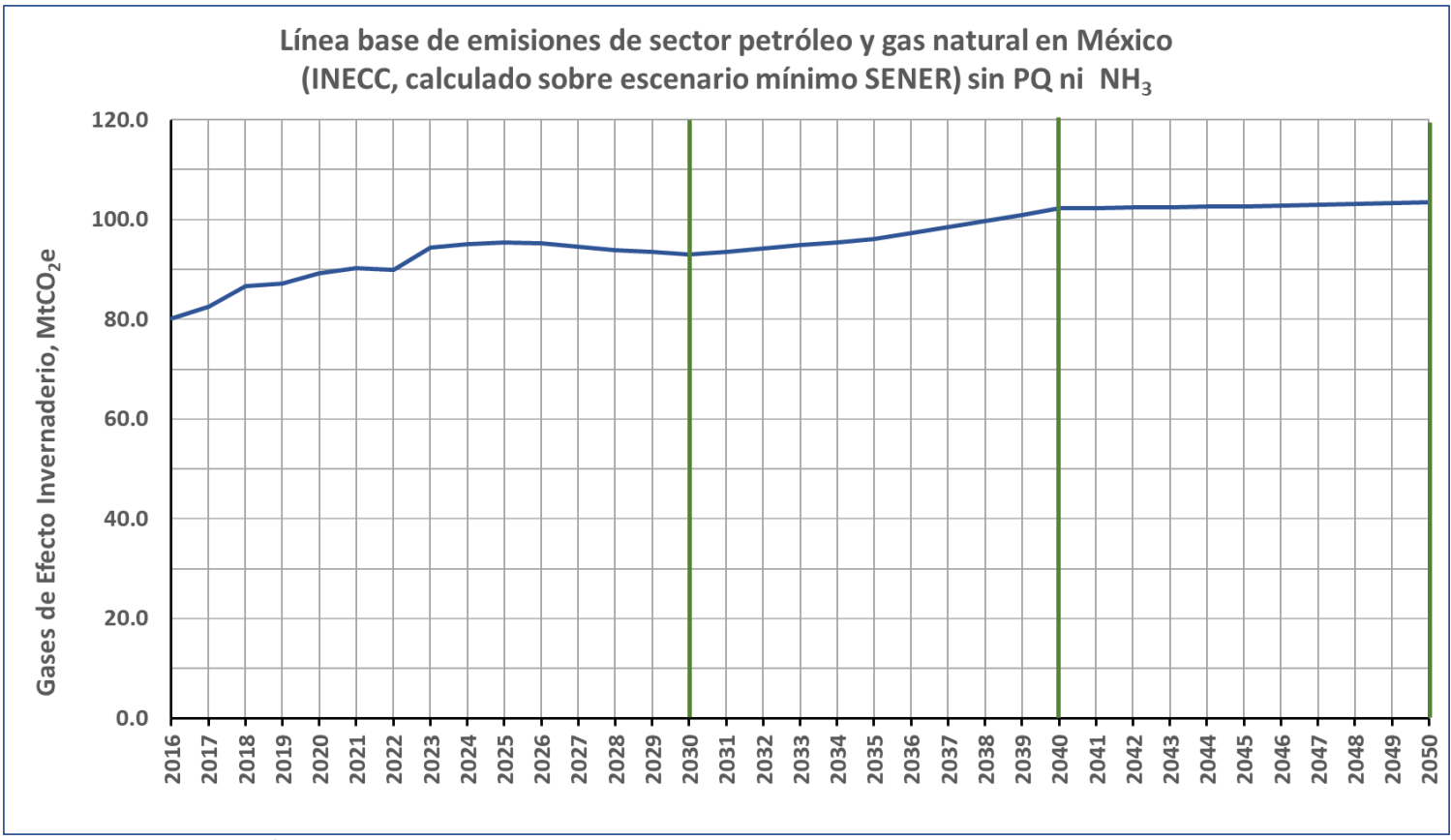


Figura 4.1. Línea base de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero en la Industria del Petróleo y Gas Natural en México 2016 – 2050, sin incluir industria petroquímica ni elaboración de amoniaco

Fuente: Elaboración propia a partir de información de INECC, 2017

La evolución de la línea base a partir de 2016, cuando se estimaron las emisiones de GyCEI del sector en 80.1 $MtCO_2e$, muestra una tendencia ascendente, aunque no uniforme hasta 2024 y con un ligero descenso de ahí a 2030, cuando se estiman en 93.0 $MtCO_2e$, pasando a 102.2 $MtCO_2e$ en 2040 y de ahí siguen una tendencia sensiblemente plana hasta 2050, cuando se prevé que alcancen 103.5 $MtCO_2e$.

Estas tendencias son consistentes con el desarrollo esperado de la industria, debido a las siguientes consideraciones:

- En los primeros años entre 2016 y 2020, la tendencia sigue siendo al alza en emisiones de GyCEI totales, ello debido principalmente a la recuperación esperada de la carga de crudo a proceso en el sistema nacional de refinación, a pesar de una caída en la producción de crudo[10]
- Aunque actualmente se tiene una tendencia declinante de la producción de crudo, se espera que la producción de gas no decaiga en la misma proporción y entre el presente y 2030 se incorporen nuevas operaciones, tanto por el desarrollo de bloques de producción nuevos como por la adopción de técnicas de recuperación mejorada para campos existentes, lo que explica la tendencia ascendente general entre 2016 y 2030, con un período de descenso mínimo entre 2024 y 2030[11,12,13]
- Lo anterior se espera que ocurra con mayor intensidad a partir de 2030, tomando como base un tiempo de maduración de proyectos para inicio de producción comercial de 3 años en promedio[14]
- En este mismo periodo se espera la incorporación de nueva capacidad de elaboración de amoniaco entre 2018 y 2020, y a partir de este año no se prevé nuevo crecimiento en el subsector.[15,16,17]
- Para el periodo de 2030 a 2040 se espera el desarrollo de capacidad de producción de shale gas, el cual junto con la incorporación de operaciones de producción de crudo y gas nuevas que reviertan la tendencia declinante de producción contribuirán a una tendencia general creciente[18]
- En este mismo período, se sigue recuperando la capacidad de refinación y la carga a proceso, por lo cual se registra un crecimiento hasta 2023, cuando se estabiliza la carga de crudo a refinación[19]
- Dado que no hay proyecciones específicas, se establecieron líneas de tendencia a partir de las consideraciones anteriores para cada subsector, el resultado de las cuales es cercano a un escenario estable a partir de 2040, lo cual también se ve reflejado en la línea base mostrada

[10] PEMEX (2016); *Plan de negocios 2016 – 2021*
[11] SENER (2016); *Prospectiva de gas natural 2016 – 2030*
[12] SENER (2016); *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2016 – 2030*
[13] Agencia Internacional de Energía (2016); *Mexico Energy Outlook*
[14] Datos obtenidos en entrevistas con consultores especializados de la industria
[15] Información del sitio web: http://www.promanec.org/projects/ongoing/project-2200-mtpd-ammonia-plant-topolobampo, consultado el 6 de julio de 2017
[16] Véase referencia 10
[17] Ecofys (2015); *Fertilizers and climate change – Looking to the 2050*
[18] Véanse referencias 11 y 13
[19] Véase referencia 13

A partir de la línea base se establecen los porcentajes de reducción o mitigación de GyCEI resultado de la implementación de diversas líneas de acción que se describen con detalle en las secciones siguientes.

La línea base del sector petróleo y gas en México se encuentra en un proceso de consulta y actualización permanente, pues además de su carácter dinámico, existen planes actualmente en desarrollo para mejorar la calidad de la información base de la misma mediante la determinación de factores de emisión específicos a las operaciones representadas por las subcategorías de emisiones que se encuentran en las instalaciones del país, ello aunado a la evolución que se presenta y seguirá presentándose en el sector, producto de la incursión de nuevos actores y de tecnologías específicas de producción, proceso y de control de emisiones de GyCEI.

5. RUTA TECNOLÓGICA Y DE INSTRUMENTACIÓN DEL NDC.

Una ruta tecnológica y de instrumentación para cualquier línea de acción relacionada con mitigación de GyCEI en cualquier ámbito, incluido el sector petróleo y gas en México, requiere de una estrategia, plasmada en la forma de un programa, plan o conjunto de acciones que permitan alcanzar un objetivo establecido, incorporando las metodologías de medición, reporte y verificación (MRV) necesarias para la evaluación del desempeño de la ruta específica.

Se requiere de la implementación de actividades y proyectos y su operación de acuerdo con la disponibilidad de recursos, las posibilidades y limitaciones técnicas, económicas, legales y organizacionales específicas, para el horizonte de planeación (en este caso a 2050).

Debido a lo anterior, existen relaciones de secuencia y tiempo requeridos para el desarrollo adecuado de las actividades, proyectos y líneas de acción necesarios para la instrumentación de las diversas rutas tecnológicas. Es importante la consideración de estas relaciones para el desarrollo de cada ruta tecnológica, mediante la priorización y planeación de ejecución de los diferentes componentes de cada proyecto o actividad.

En este sentido, la ruta tecnológica propuesta para el sector es en realidad la consideración conjunta de cada una de las rutas tecnológicas aplicables a cada línea de acción identificada.

5.1. Elementos y actores relevantes para la ruta tecnológica de instrumentación.

Para que una ruta tecnológica pueda instrumentarse adecuadamente, se deben definir los elementos de seguimiento e indicadores de desempeño que correspondan a cada una de ellas, permitiendo establecer el grado de cumplimiento con las expectativas de origen.

Deben también señalarse los riesgos u obstáculos a la implementación, a los cuales genéricamente se conoce como “barreras”, haciendo un análisis no sólo de las mismas, sino de la forma en que pueden ser salvadas, permitiendo una exitosa instrumentación de una ruta tecnológica específica propuesta.

La concurrencia de los actores relevantes del sector (operadores de instalaciones, tecnólogos, consultores especializados, instituciones u organismos multilaterales de financiamiento, autoridades normativas, empresas de servicios energéticos, empresas de servicios de medición de parámetros relacionados con emisiones de GyCEI y entidades de verificación de declaración de emisiones de GyCEI) a cargo de la implementación y operación, así como del desempeño de un proyecto o actividad derivada de una ruta

tecnológica relacionada con una línea de acción de mitigación de GyCEI, en todo el ciclo de ejecución, y muy en particular en el proceso de concepción, diseño y evaluación inicial de potenciales y tecnologías, es crítica para que la implementación de cierta tecnología de control específica a un proyecto o actividad sea exitosa.

Desde luego que la opinión experta puede ser una herramienta valiosa ante aspectos tales como incertidumbre en los resultados de la aplicación de tecnologías de reciente desarrollo, o para la consideración de detalles de implementación específicos a los sitios o tipo de instalaciones involucradas.

Entre los actores a considerar, y en el caso de México ello cobra mayor importancia, se debe incluir a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, así como a posibles proveedores de financiamiento privado, de instituciones financieras multilaterales (p.ej., el Banco Interamericano de Desarrollo o el Banco Mundial, así como instituciones financieras encargadas de la operación del Fondo Verde) y de organismos internacionales, ya que sin apoyos adicionales y debido al régimen de operación y la limitada disponibilidad de recursos, la industria del petróleo y gas propiedad del estado ve restringidas sus posibilidades de implementar cualquier acción o proyecto con su propio presupuesto, pues los beneficios del mismo no necesariamente se reflejarán como ahorros económicos o beneficios tangibles que le permitan obtener ingresos adicionales para la operación de dichos proyectos. Es por ello necesario el establecimiento de reglas para la monetización de beneficios derivados de proyectos de mitigación de emisiones de GyCEI (p.ej., recuperación de gas a quemadores), que permitan una seguridad jurídica y económica a quienes financian tales acciones, así como la mayor eficiencia en la utilización de recursos destinados a su operación.

Las autoridades regulatorias del sector (en particular SENER, SEMARNAT, ASEA, CRE CONUEE y CNH), también deberían formar parte de los actores involucrados en el proceso de desarrollo de la ruta tecnológica, dado que algunas de ellas pueden ser incentivadas y detonadas con nuevas políticas, normas o lineamientos, existiendo casos en que instrumentos regulatorios vigentes inhiben su implementación.

Las áreas encargadas de la planeación estratégica del sector también deberían participar en la definición final de la rutas, al menos proporcionando su visión acerca del desarrollo de la industria durante el horizonte de planeación seleccionado, ya que debido a la naturaleza dinámica de algunos factores (declinación de producción, por ejemplo), la rentabilidad de los proyectos puede verse afectada al establecer premisas de evaluación económica con base en suposiciones que no corresponden a la situación más probable, llevando a una posible pérdida económica, lo que a su vez merma la confianza en proyectos de mitigación de GyCEI en general.

En el caso de las rutas tecnológicas propuestas en las siguientes secciones para el sector petróleo y gas en México, se está actualmente en el proceso de consulta con los actores relevantes para su refinación con base en la retroalimentación que se obtenga de los mismos en un proceso dinámico y permanente hasta su implementación.

Como resumen de lo anterior, la Figura 5.1 muestra un diagrama que indica la relación de diversos actores con aspectos relevantes para la implementación de acciones de mitigación de GyCEI en el sector petróleo y gas en México. En la misma no se incluyen las interacciones del sector con la banca privada y de desarrollo, así como organismos multilaterales y financiamiento vía proveedores o esquemas de participación, los cuales se consideran parte de la operación normal del negocio.

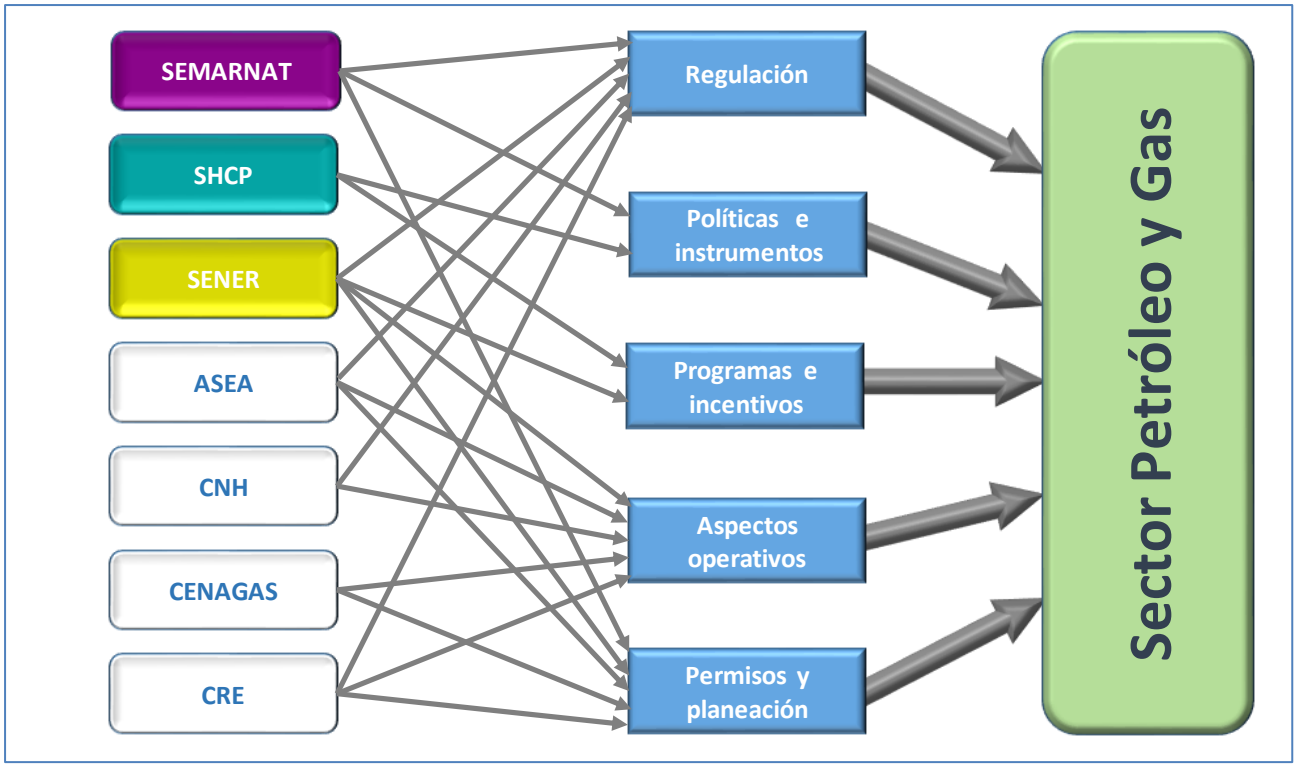


Figura 5.1. Actores relevantes para implementación de acciones en el sector petróleo y gas en México

5.2. Etapas para la ruta tecnológica de instrumentación del NDC.

Para el establecimiento de la ruta tecnológica, se siguen por lo general dos líneas paralelas, una de investigación, planteamiento y propuesta de la ruta tecnológica de instrumentación propiamente dicha, y otra relacionada con la evaluación y optimización de la misma.

La primera línea está generalmente a cargo de un grupo técnico con experiencia en el sector y en los mecanismos de generación de emisiones de GyCEI en el mismo, así como con las tecnologías de control disponibles de acuerdo con las fuentes consideradas para intervención, siendo su principal responsabilidad la propuesta de la ruta tecnológica incluyendo la descripción y análisis de barreras y la adecuación de las mismas según se generen insumos relevantes en las discusiones de los grupos de trabajo.

La evaluación y refinación se desarrolla en forma de un proceso consultivo, por lo que involucra a expertos en operación, financiamiento, regulación y planeación estratégica del sector, y en ocasiones particulares a tecnólogos, los cuales aportarán su visión y comentarios a la propuesta de ruta tecnológica y a la forma en que podrían superarse barreras existentes.

Una de las principales funciones de este proceso es el de generar ideas o propuesta de rutas tecnológicas adicionales a las propuestas, para su desarrollo por el grupo técnico a cargo de la propuesta tecnológica de instrumentación.

Dependiendo de la participación y dinámica del grupo de trabajo, puede avanzarse en la línea inferior del esquema, si bien es conveniente dar lugar a la discusión y revisión crítica y colaborativa para lograr una ruta tecnológica de instrumentación con las mayores posibilidades de implementación exitosa.

El consenso es necesario cuando se plantea una ruta de manera definitiva, ya que los actores a partir de ese punto tomarán diferentes responsabilidades y roles, pues pasarán a ser implementadores, proveedores de recursos o de instrumentos regulatorios, operadores y otros más supervisores de la operación y el desempeño de las actividades, proyectos o líneas de acción desarrolladas acorde a la ruta tecnológica definida, por lo que la falta de acuerdo o participación de uno o más de los actores principales podría reducir de manera sensible las posibilidades de éxito de la aplicación.

Un esquema del proceso descrito se muestra en la Figura 5.1.

Figura 5.2. Proceso de desarrollo de rutas tecnológicas de instrumentación de NDC

Fuente: Elaboración propia

5.3. Estatus actual de desarrollo de rutas tecnológicas de instrumentación de NDC.

En el caso del sector petróleo y gas en México, y refiriéndose a las etapas mostradas en el diagrama mostrado en la Figura 5.1, se tienen los siguientes comentarios:

Se ha realizado la selección de actores relevantes del sector, estableciéndose la relación de cada uno de ellos con el objetivo de instrumentación de acciones para cumplimiento de la NDC del sector.

Así mismo, se hizo acopio de la información de contexto y técnica pública, así como aquélla compartida por actores relevantes.

En los aspectos relacionados con la validación de la línea base se ha avanzado en la emisión y revisión de la misma por parte del INECC, estando en proceso su validación. La

información derivada de estas acciones, se ha empleado para el análisis de los escenarios de línea base.

Se ha elaborado la propuesta de acciones o proyectos de mitigación con la información proporcionada y la pública disponible al momento, mientras que en el caso de la validación, se ha realizado una sesión del grupo de trabajo mostrando los resultados preliminares y agregados de dicha propuesta, sobre la cual se está en espera de comentarios de los actores participantes en dicha sesión.

Actualmente se trabaja en la definición final de la propuesta de ruta de instrumentación, de la cual existe ya una evaluación de acciones, derivada de la propuesta anterior, así como en la definición de acciones de seguimiento necesarias, entre ellas la validación y edición final, para dar lugar a su emisión con las notas aplicables.

De acuerdo con lo anterior, a esta fecha se ha avanzado con todas las actividades mostradas en la parte inferior de la Figura 5.1 (recuadros azules), así como parcialmente con las actividades en la parte superior (recuadros rojos).

A la conclusión de esta consultoría, se elaborará una sugerencia de plan de seguimiento dado que al ser este un proceso dinámico, es posible que se requieran varias rondas de validación de algunas actividades.

6. RUTA TECNOLÓGICA Y DE POSIBLE INSTRUMENTACIÓN DEL NDC / MITIGACIÓN ADICIONAL PARA EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO – RESUMEN Y PARTICULARIDADES DE ANÁLISIS.

La propuesta de ruta tecnológica y de su posible instrumentación de NDC y de mitigación adicional para el sector petróleo y gas en México implica la recolección de información, investigación y análisis de la misma, así como otras actividades de interacción con diversos actores.

Como se ha explicado en la sección anterior, se han llevado a cabo varias etapas del proceso de desarrollo de la propuesta, aunque se requiere la realización de otras actividades de análisis conjunto y crítico de la misma por parte de los actores relevantes para establecer los compromisos finales.

La propuesta que se presenta a continuación, comprende líneas de acción en los diferentes subsectores en que se ha dividido a la industria para el análisis, coincidentes con la forma en que se han presentado los informes relacionados con emisiones de Gy CEI a INECC por PEMEX (Exploración y producción, Gas y Petroquímica Básica, Refinación y Petroquímica (Amoniaco)).

La misma se basa en el análisis de oportunidades de mitigación de GyCEI de fuentes relevantes en cada uno de los subsectores, a partir de la información de buena calidad disponible y de consideraciones técnicas relevantes.

Dado el estado de avance de las consultas con el grupo de trabajo de actores relevantes, se plantea que los comentarios y aportaciones permitan el refinamiento de los potenciales y características de implementación de las tecnologías de control para las fuentes intervenidas, incluso aumentando el número de ellas o pudiendo significar el empleo de tecnologías alternativas con mayores ventajas económicas u operativas.

Es importante también señalar que las suposiciones realizadas para estimación de potenciales de mitigación se basan principalmente en la información más reciente encontrada, en estudios realizados por el consultor en operaciones de petróleo y gas para iniciativas internacionales y en eficiencias de mitigación de tecnologías específicas reportadas, por lo que dichas interacciones también servirán para confirmar las mismas o para mejorarlas.

Las suposiciones relacionadas con el desarrollo de los diferentes subsectores durante el horizonte de planeación tienen gran relevancia para la estimación de los potenciales de mitigación de GyCEI, por lo que la revisión o modificación de dichos supuestos, al afectar

a la línea base, pueden tener efecto tanto en la magnitud relativa como en la magnitud absoluta de los potenciales de mitigación y por tanto en la NDC y la mitigación adicional a la misma.

De este modo, y tomando en cuenta la modelación de línea base desarrollada por el INECC, se tiene la propuesta que se indica en la Figura 6.1. En la misma, no se consideran las emisiones de la industria petroquímica ni de elaboración de amoniaco, por las razones expresadas en la sección 4.2.

Debido a lo anterior y para mantener la consistencia, tampoco se reflejan en dicha figura las reducciones de GyCEI debidas a acciones y proyectos de actividades de elaboración de amoniaco, si bien los potenciales absolutos de mitigación para las mismas se indican en las secciones correspondientes a continuación.

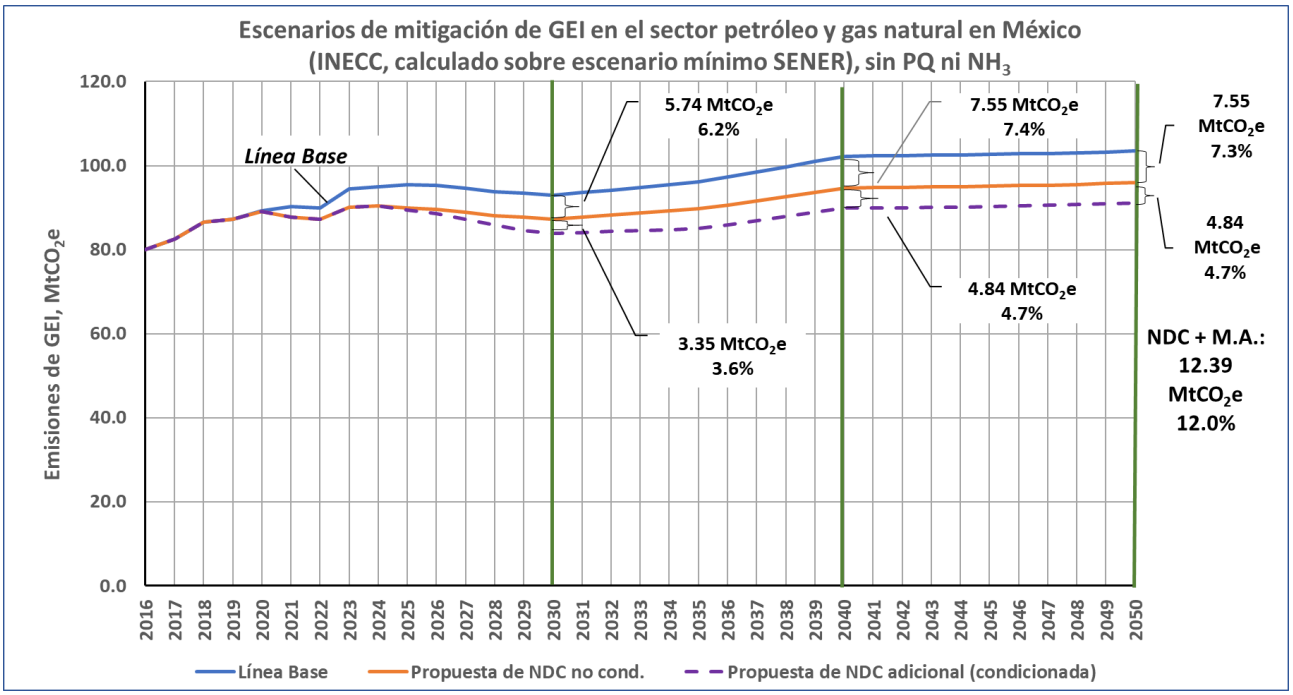


Figura 6.1. Gráfica de propuesta de ruta de NDC no condicionada y NDC adicional condicionada, sin considerar industria petroquímica ni elaboración de amoniaco

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la misma, el potencial de mitigación estimado de la ruta tecnológica de instrumentación de NDC descrita en este documento es de 7.55 $MtCO_2e$ a 2050, mientras que se estima que podría haber una mitigación adicional de 4.84 $MtCO_2e$, derivada de otras acciones que enfrentan mayores barreras para su implementación.

La magnitud relativa de los potenciales de mitigación se sitúa en 7.3% y 4.7%, respectivamente.

A lo largo de las siguientes secciones, se darán resúmenes de antecedentes e información acopiada, barreras identificadas y desarrollo de rutas tecnológicas individuales, su integración por subsectores y la forma en que las mismas contribuyen a la NDC del sector.

6.1. Resumen de líneas de acción identificadas y evaluadas.

De acuerdo con las características de la información disponible y analizada, las rutas tecnológicas de instrumentación propuestas corresponden a proyectos o programas de mejora en eficiencia energética, mejora en eficiencia operativa y reducción de gas enviado a quemadores, así como actividades de recuperación mejorada, captura y secuestro de carbono relacionados.

De esta manera, pueden enunciarse las catorce (14) líneas de mitigación analizadas, atendiendo a su ubicación en los subsectores estudiados y señalando la contribución estimada de cada una a la mitigación total del sector como sigue[20]:

Subsector de producción de petróleo crudo y gas natural (upstream y midstream):

- Eficiencia energética en accionadores primarios de combustión interna (turbocompresores principalmente)
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2030): 0.15 $MtCO_2e$
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2050): 0.15 $MtCO_2e$
- Mitigación de emisiones por implementación de explotación mejorada de shale gas
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2030): 0.13 $MtCO_2e$
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2050): 1.94 $MtCO_2e$
- Mitigación por reducción de gas a quemadores
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2030): 2.25 $MtCO_2e$
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2050): 2.56 $MtCO_2e$
- Reducción de intensidad energética
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2030): 0.23 $MtCO_2e$
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2050): 0.53 $MtCO_2e$

Subsector de proceso y transporte de gas natural (midstream):

- Reducción de consumo de energía en sistemas de vapor y calentamiento de proceso

[20] Los detalles, fuentes de información, particularidades y supuestos utilizados

    - Mitigación de GEI sobre línea base (2030): 0.04 $MtCO_2e$
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2050): 0.04 $MtCO_2e$
- Mitigación neta por proyecto de cogeneración Cactus
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2030): 0.65 $MtCO_2e$
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2050): 0.65 $MtCO_2e$
- Reducción de intensidad energética en complejos procesadores de gas (CPG)
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2030): 0.16 $MtCO_2e$
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2050): 0.31 $MtCO_2e$

Subsector refinación de petróleo crudo (downstream)

- Reducción de consumo de energía en sistemas de vapor y calentamiento de proceso
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2030): 0.77 $MtCO_2e$
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2050): 0.77 $MtCO_2e$
- Mitigación neta por proyectos de cogeneración Tula, Salina Cruz y Cadereyta
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2030): 4.00 $MtCO_2e$
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2050): 4.00 $MtCO_2e$
- Reducción de intensidad energética en refinerías del SNR
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2030): 0.72 $MtCO_2e$
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2050): 1.45 $MtCO_2e$

Subsector elaboración de amoniaco

- Potencial de mitigación por mejora tecnológica
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2030): 0.40 $MtCO_2e$
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2050): 0.40 $MtCO_2e$
- Proyecto de captura de CO_2 para recuperación mejorada de crudo (EOR)
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2030): 0.32 $MtCO_2e$
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2050): 0.32 $MtCO_2e$
- Mitigación neta por CCS posterior a EOR
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2030): 0.22 $MtCO_2e$
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2050): 0.45 $MtCO_2e$
- CCS para capacidad de producción firme de amoniaco en Pemex Fertilizantes
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2030): 0.45 $MtCO_2e$
    - Mitigación de GEI sobre línea base (2050): 0.45 $MtCO_2e$

El detalle del desarrollo para cada una de ellas se muestra en la Sección 7 de este documento.

6.2. Principales líneas de acción identificadas y evaluadas cualitativamente.

Adicionalmente a las líneas de acción evaluadas y para las que se han propuesto rutas de instrumentación, existen otras claramente identificadas con oportunidades relevantes de contribuir a la mitigación de emisiones de GyCEI en el sector petróleo y gas.

Dichas oportunidades han sido detectadas en diversos subsectores de la cadena de valor, y se considera que es importante recolectar la información necesaria para su evaluación, ya que por su naturaleza es posible que su implementación derive en resultados económicos y beneficios de eficiencia operativa relevantes, adicionalmente a otros beneficios.

A continuación, se presenta un listado de las mismas, junto con un comentario breve para cada una:

- **Mitigación por reducción de gas venteado en tanques de almacenamiento de crudo y condensado en instalaciones de producción y logística.**
  El petróleo crudo en México se produce con un contenido apreciable de gas natural asociado, el cual se separa por medios físicos poco después de su producción.
  Una vez separado, el gas asociado se inyecta a algún sistema para su uso, o bien se envía a quemadores cuando las condiciones del mismo no permiten su utilización, ya sea porque excede las necesidades energéticas locales, o bien debido a su contenido de CO_2, nitrógeno, ácido sulfhídrico u otros contaminantes, lo cual requiere tratamiento adicional para transportarse, o porque la ubicación de la instalación y su diseño no permiten el acceso económico a un gasoducto donde podría inyectarse.
  Una situación similar se presenta con pozos productores de gas con contenido apreciable de hidrocarburos líquidos (condensado).
  Al pasar de una zona de alta presión (separador) a una de baja presión (tanque de almacenamiento atmosférico), la presión de vapor del gas en el seno del líquido enviado a dichos tanques provoca una evaporación instantánea (flasheo), el cual en un gran número de instalaciones se envía a la atmósfera o a un sistema de quemadores de baja presión.
  Es posible instalar dispositivos para recuperar dicho gas y comprimirlo, haciendo factible su inyección a ductos cercanos o bien su utilización en sitio.
  Las instalaciones actuales de producción incluyen cerca de 130 baterías de separación, decenas de las cuales no cuentan con estos dispositivos.
  Algunas de estas baterías podrían ser buenos candidatos a la implementación de este tipo de proyectos, particularmente las instalaciones terrestres con acceso económico a una línea de recolección de gas.

Aun y cuando en algunas baterías se han instalado unidades de recuperación de vapores (URV), su uso no se ha generalizado y por ello persiste un potencial interesante de reducción de emisiones de GEI, el cual se estima que podría ser de alrededor de 300,000 tCO_2e/año.

En caso de que no haya uso para el gas recuperado, pueden todavía recuperarse los líquidos del gas mediante una instalación de compresión o una micro-fraccionadora, con lo que se reduce una parte de las emisiones de CO_2 y la mayoría de las emisiones de CN en el quemador donde se dispone la corriente.

Otra forma de aprovechar el gas es mediante el empleo de una micro planta de gas natural comprimido, lo cual permite trasladarlo por medio de vehículos hasta un punto de inyección o de uso de manera más económica.

La combinación de ambos sistemas es generalmente sinérgica en cuanto a reducción de costos e incremento de beneficios económicos, si bien cada aplicación debe estudiarse individualmente, pues existen condiciones ambientales y de composición de las corrientes de gas involucradas que no permiten establecer soluciones únicas para todos los casos.

En el caso de varios sitios cercanos con producción de gas aislada, una mini-planta de GNL podría ser una alternativa económica para el aprovechamiento del gas.

Esta oportunidad no ha sido evaluada debido a que se requiere información individualizada de composiciones, parámetros de operación, densidad de crudo y flujos involucrados, información no accesible al momento de la realización de este análisis.

- **Mitigación por reducción de gas a quemadores en CPG**

  Los CPG, debido a sus procesos y requisitos de calidad del gas producto, generan cantidades considerables de gas residual o de desecho que se envían a los quemadores de las instalaciones. Parte de ese gas es gas ácido el cual debe disponerse al no haber un tratamiento económico para su reutilización, pues es un desecho de otros procesos.

  No obstante, una fracción del gas tiene condiciones que podrían permitir su empleo como carga a proceso, o bien es gas de proceso que se fuga al sistema de quemadores por fallas en los sellos de válvulas de purga.

  Dado que el gas puede aprovecharse en la misma instalación, es muy probable que la aplicación de un esquema de recuperación o de reducción de gas a quemadores resulte en beneficios económicos y de eficiencia operativa.

  Se requieren mediciones precisas de magnitud y patrones de descarga, para determinar la forma de integrar la tecnología de control con mejores condiciones de operación y rentabilidad en un proyecto que aproveche esta oportunidad, las cuales

no se tienen y por tanto no es posible evaluar el potencial ni el desempeño económico de un proyecto de aprovechamiento.

- **Mitigación por reducción de gas a quemadores en refinerías**
  Las refinerías, debido a la complejidad de sus procesos y al balance de corrientes requerido para su óptimo funcionamiento, generan cantidades considerables de gas residual o de desecho que se envían a los quemadores de las instalaciones. Parte de ese gas es gas ácido el cual debe disponerse al no haber un tratamiento económico para su reutilización, pues es un desecho de otros procesos.
  No obstante, una fracción del gas tiene condiciones que podrían permitir su empleo como carga a proceso, su recuperación y empleo o bien es gas de proceso que se fuga al sistema de quemadores por fallas en los sellos de válvulas de purga.
  Dado que el gas puede aprovecharse en la misma instalación y en diversos procesos, es muy probable que la aplicación de un esquema de recuperación o de reducción de gas a quemadores resulte en beneficios económicos y de eficiencia operativa.
  Se requieren mediciones precisas de magnitud, composición y patrones de descarga, para determinar la forma de integrar la tecnología de control con mejores condiciones de operación y rentabilidad en un proyecto que aproveche esta oportunidad. Aun cuando en algunas refinerías se han planteado esquemas de recuperación de gas a quemadores, la oportunidad persiste en la mayoría de ellas.
  Se estima que el volumen de gas enviado actualmente a quemadores permite establecer esquemas que reducirían las emisiones de GyCEI en el orden de cientos de miles de toneladas de CO_2e al año, e incluso la sola recuperación de fracciones más pesadas en las corrientes podría ser una buena oportunidad económica y de eficiencia operativa, reduciendo casi en su totalidad las emisiones de CN.
  Aunque se han realizado algunas determinaciones de flujo en refinerías en México, la información no se considera representativa pues deben considerarse varios factores antes de decidir la factibilidad de recuperación de gas a quemadores, incluyendo procedencia de las corrientes, análisis de generación – utilización, capacidad firme económica del sistema, entre otras.

- **Mitigación de emisiones por sustitución de sellos húmedos por secos en compresores centrífugos de PEP y PTI**
  Las operaciones de proceso de gas cuentan con un número importante de compresores centrífugos que operan con sistemas de sellos húmedos.

En este sistema, se emplea aceite como una barrera entre el fluido de proceso (gas natural) y el aire circundante, utilizando sellos de laberinto para equilibrar las presiones.

El aceite de sellos, al estar en contacto con gas a alta presión, se satura rápidamente por lo que se encuentra en un circuito de recirculación que lo lleva a un tanque atmosférico en donde se flashea el gas, lo que permite reutilizar el aceite "pobre" de nuevo en el sistema.

La cantidad de equipos y las dimensiones y parámetros de operación de los mismos hacen interesante la aplicación de programas de cambio de sellos húmedos a secos, éstos últimos forman una barrera a través de fuerzas aerodinámicas, por lo que no requieren de un circuito de aceite en su operación y reducen en gran medida las emisiones de gas natural a la atmósfera.

Aunque PGPB tenía planes para realizar este cambio, la falta de presupuesto hizo que quedaran todavía un buen número de equipos operando con sellos húmedos, y la oportunidad persiste. Siendo el gas que se evita emitir gas procesado, el beneficio es inmediato y la recuperación de la inversión en general es de pocos meses, reduciéndose los costos de operación y mantenimiento dado que se eliminan sistemas al hacer la conversión. La magnitud de emisiones mitigadas podría ser de algunas decenas de miles de tCO_2e. En el pasado se realizaron algunas mediciones de implementación de un sistema de este tipo en un CPG, así como otras para la entrega – recepción de equipos de una reconfiguración de otro CPG. Sin embargo, es necesaria una medición individualizada y durante un período típico de operación, para determinar la rentabilidad de implementación de proyectos para reducción de emisiones de esta fuente.

Existen otras oportunidades, algunas de las cuales podrían ser relevantes, pero al carecerse de información y debido a la naturaleza única de emisiones dependiendo de cada operador, no se puede estimar un potencial sin incurrir en una incertidumbre alta.

Entre las mismas se cuentan:

- Reducción de emisiones por terminaciones "verdes" (recuperación de gas que normalmente se ventea o quema durante terminaciones o intervenciones a pozos)
- Esquemas programados de evacuación de líquidos en pozos de gas (optimización de operaciones individualizando operaciones, en lugar de utilizar un esquema de tiempo fijo, lo cual minimiza purgas e incrementa productividad)
- Captura y reinyección de gas anular de pozos en la fuente
- Utilización de gas en EOR (el uso de gas para EOR puede ser una oportunidad para reducir el gas a quemadores en operaciones aisladas)

- Proyectos de generación distribuida y cogeneración en esquemas modernos en refinerías por ejemplo alimentar el calentador primario con gases de combustión de un turbogenerador.
- Oportunidades de mini y micro-cogeneración o generación, sustituyendo electricidad de la red en operaciones aisladas.
- Unidades de recuperación de vapores en plataformas de producción con conexión a líneas de gas. (Los nuevos diseños permiten el acomodo de estas unidades en el espacio restringido en plataformas)
- Proyectos de reinyección de gas a gran escala, adicionales a los actualmente en desarrollo.
- Gasoductos virtuales con GNL alimentando instalaciones de generación eléctrica, bombeo de petrolíferos o compresión de gas.
- Sustitución de combustibles por otros con menor intensidad de carbono.

6.3. Elementos relevantes para el planteamiento de rutas tecnológicas de NDC y mitigación adicional en el sector petróleo y gas en México.

Con base en lo establecido en las secciones anteriores, así como del análisis de las operaciones del sector y una vez agotada la etapa de recolección de información, se establecen los siguientes elementos, determinantes de las condiciones que normarán el criterio para el análisis de oportunidades de mitigación y propuesta de ruta tecnológica del sector.

6.3.1. Información técnica analizada.

Una de las primeras actividades para este trabajo, después de la elaboración del esquema funcional general, ha sido el acopio de información relacionada con desempeño y desarrollo del sector petróleo y gas en México, así como de las tendencias tecnológicas, de crecimiento y de operaciones en el mismo, junto con información relativa a tecnologías de control específicas.

Lo anterior se complementa con la línea base de emisiones del sector desarrollada por el INECC, sobre la cual se establecen los potenciales indicados.

De este modo, la lista siguiente relaciona la información útil analizada, la cual se empleó para el planteamiento de las rutas de mitigación y líneas de acción indicadas en las secciones anteriores, incluyendo algunas conclusiones sobre la misma:

- Se cuenta con información confiable no desglosada por tipo de equipos de consumo de combustible y emisiones de GEI (En este caso no se indica la eficiencia utilizada para combustión de gas residual y de desecho en quemadores) para los grupos de subcategorías del sector:

- Combustión estacionaria (consumo y emisiones de CO_2 y CH_4) – Reporte enviado por PEMEX a INECC para 2014 – 2015
- Combustión en quemadores (gas a quemadores) – Reporte enviado por PEMEX a INECC para 2014 – 2015

- Se tienen datos de actividad confiables en los siguientes casos:
  - Datos de actividad de proceso para algunas operaciones – PEMEX, anuarios estadísticos 2000 – 2014; PEMEX, indicadores petroleros 2015 – 2016
  - Datos de producción de petróleo crudo y gas globales y por región – PEMEX, indicadores petroleros 2011 – 2016
  - Información acerca de carga a refinerías del SNR – PEMEX, anuarios estadísticos 2000 – 2014; PEMEX, indicadores petroleros 2015 – 2016
  - Elaboración de amoniaco – PEMEX, anuarios estadísticos 2000 – 2014; PEMEX, plan de negocios 2016 – 2021
  - Reportes de producción por pozo – CNH, base de datos de producción de asignaciones por pozo
  - Aprovechamiento de gas – CNH, seguimiento histórico a la quema y venteo de gas; Auditoría Superior de la Federación, Informe del Resultado de Fiscalización de la Cuenta Pública 2015 sobre auditoría del desempeño de CNH en Regulación y Supervisión en Materia de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y Procesos de Licitación Ronda Uno

- En cuanto a información para proyección de producción y proceso se tiene:
  - Producción esperada de crudo y gas natural – SENER, prospectivas de gas natural, petróleo crudo y petrolíferos 2016 – 2030; PEMEX, plan de negocios 2016 – 2021; Agencia Internacional de Energía, Mexico Energy Outlook 2040; OPEP, 2016 World Oil Outlook
  - Proceso esperado de crudo en refinerías – SENER, prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2016 – 2030, PEMEX, plan de negocios 2016 – 2021; Agencia Internacional de Energía, Mexico Energy Outlook 2040
  - Elaboración esperada de amoniaco por PEMEX Fertilizantes – PEMEX, plan de negocios 2016 – 2021; Información de sitio web de Planta Topolobampo de producción de Amoniaco; Ecofys, Fertilizers and Climate Change – Looking to the 2050.

- Para información relativa a tecnologías de control aplicables a fuentes específicas, se tienen varias referencias:

- Programa Natural Gas Star de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América (US EPA) - Sección reportes y recursos técnicos https://www.epa.gov/natural-gas-star-program, orientado principalmente a reducción de emisiones de metano
- Información técnica de diversas fuentes acerca de avances en tecnologías de shale gas y comparación de análisis de ciclo de vida de emisiones de GyCEI para diferentes operaciones – EDF, Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Natural Gas
- Información de diversas fuentes acerca de costos marginales de abatimiento en el sector petróleo y gas (McKinsey, PEMEX, Ecofys, MEDEC, entre otros) (ver Figura 6.2.)[21]
- Información de proveedores de equipo y tecnólogos diversos para tecnologías de control específicas
- Consultas directas con expertos sectoriales reconocidos (Matthew Johnson, de la Universidad de Carleton, David J. Picard, de Clearstone Engineering, Ltd., Soheil Asgarpour, de la Petroleum Technology Alliance Canada, Bruce Peachey de la Universidad de Alberta)

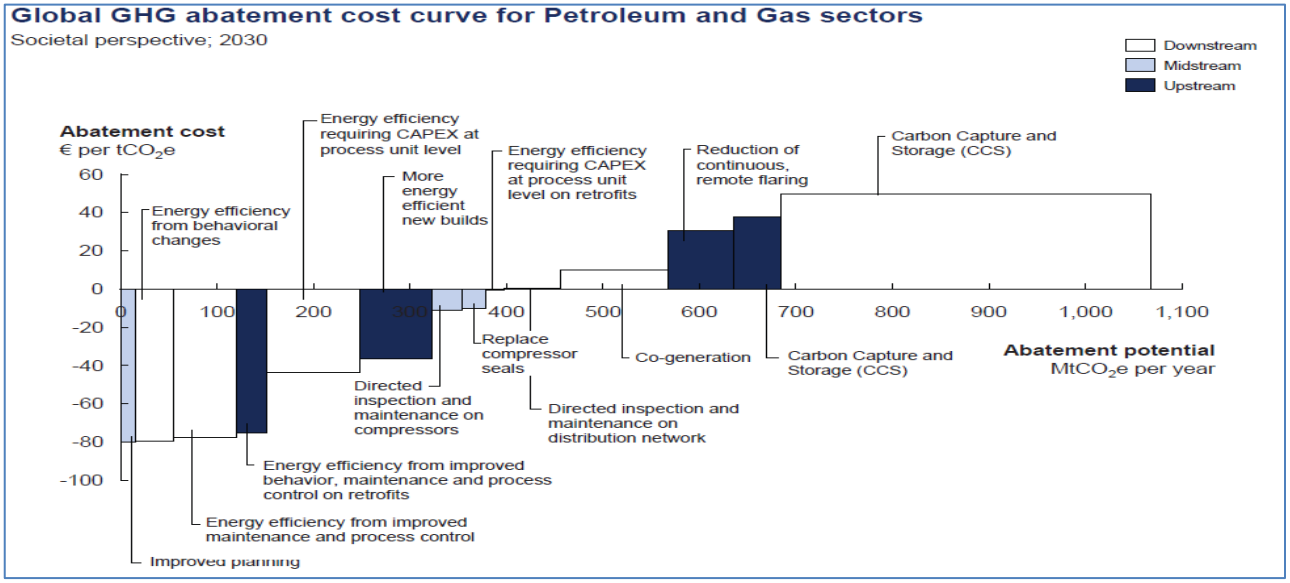


Figura 6.2. Ejemplo de MACC para sector petróleo y gas
Fuente: McKinsey, 2012

[21] Como parte de este análisis, se desarrollará una curva de costos de abatimiento marginal para las medidas y proyectos identificados, utilizando ya sea información directa para cálculo o costos marginales de referencia aplicables al sector de fuentes confiables, lo cual será integrado al entregable 4.

6.3.2. Marco normativo del sector petróleo y gas natural en México.

Con relación al marco normativo del sector, se hizo acopio y se revisaron los siguientes documentos, relevantes al objeto del presente análisis:

- Leyes
  - Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo
  - Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público
  - Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente
  - Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2017
  - Ley de Petróleos Mexicanos
  - Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
  - Ley de Asociaciones Público Privadas
  - Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas
  - Ley de Inversión Extranjera
  - Ley de Hidrocarburos
  - Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos
  - Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética
  - Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo
  - Ley de la Comisión Reguladora de Energía
  - Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos
  - Ley de la Agencia de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
- Reglamentos
  - Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
  - Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente en Materia de Autorregulación y Auditorías Ambientales
  - Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente en Materia de Prevención y Control de Contaminación de la Atmósfera
  - Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente en Materia del Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes
  - Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
  - Reglamento de las Actividades a que se Refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos
  - Reglamento de la Ley de Asociaciones Público Privadas
  - Reglamento de la Ley de Inversión Extranjera

    - Reglamento de la Ley de Hidrocarburos
    - Reglamento de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos
    - Reglamento Interno de la Secretaría de Energía
    - Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos
    - Reglamento Interior de la Agencia de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
- Otras disposiciones
    - Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.
    - Lineamientos a los que deberán sujetarse Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios en la elaboración y ejecución del programa para incrementar su eficiencia operativa a que se refiere el artículo noveno transitorio del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos, publicado el 1 de octubre de 2007

El análisis de secciones específicas de los documentos aquí relacionados permitió documentar algunas de las barreras existentes para la implementación de proyectos de mitigación en el sector petróleo y gas natural en México, lo cual se comentará en la sección correspondiente.

Como puntos fundamentales de este análisis, destacan los siguientes:

- Aunque no está explícitamente prohibido, no existe un mecanismo claro de asociación que permita establecer la forma de monetizar ahorros, para casos en que los beneficios de un proyecto consisten en recuperación de corrientes de productos o sustancias útiles para proceso, lo cual podría ser un esquema atractivo en donde un tecnólogo por sí mismo o en conjunto con inversionistas, realiza el diseño e instalación de una unidad para recuperar dichas corrientes, recupera la inversión y comparte los beneficios netos con la empresa operadora, al estilo de los esquemas utilizados por las empresas de servicios energéticos (ESCO, por sus siglas en inglés).

- La forma en que se asigna el presupuesto a PEMEX nominalmente permitiría la implementación de proyectos de mitigación productivos, pero en la práctica y al requerir someterse a restricciones presupuestales en ciertos renglones (contratación de personal, por ejemplo), es muy probable que un proyecto de mitigación no pueda obtener recursos para su construcción y/o su operación y mantenimiento, convirtiéndolo en no viable. Por lo anterior, se deben buscar esquemas para la implementación de dichos proyectos con un enfoque

“autocontenido”, en donde se prevea que se requerirá personal y recursos para operación y mantenimiento, adicionales a los actualmente destinados a la unidad operativa donde se realizará tal implementación, desde luego sujeto a que los beneficios esperados del proyecto se cumplen en sus diferentes etapas. Actualmente, existen incluso fondos que pueden utilizarse para este tipo de proyectos, pero ello sólo incluye la inversión e instalación, sin la posibilidad de considerar partidas adicionales presupuestarias para operación de nuevas instalaciones durante la vida del proyecto, ni de contratación de personal adicional para mantenimiento u operación, independientemente del beneficio obtenido, por lo que no hay viabilidad técnica ni económica aun cuando financieramente se demuestren las bondades de cierta implementación en particular.

- El proceso de toma de decisiones establecido retrasa considerablemente la implementación de algunas oportunidades que pueden depender para su correcto funcionamiento, de la rapidez con que pueden realizarse. Ello se debe a que las decisiones acerca de inversiones o implementación de acciones, aun pequeñas, se sujetan a calendarios presupuestales anuales, y los requisitos para solicitar presupuesto son los mismos para grandes proyectos de producción, compitiendo los de mitigación contra ellos.

- Existen vacíos o duplicidad de responsabilidad en las estructuras de PEMEX, lo cual puede provocar en el caso de proyectos no típicos del sector (como los de mitigación de emisiones de GyCEI), una situación de “orfandad” para los mismos, quedando estancados o bien careciendo de las condiciones mínimas para su operación.

- La forma en que se asignan las responsabilidades y obligaciones a funcionarios de empresas públicas del sector petróleo y gas con poder de decisión, hacen que se prefiera no emprender proyectos no prioritarios, para disminuir el riesgo de caer en situaciones que puedan potencialmente acarrear sanciones penales o administrativas para quien toma la decisión.

- Es probable que sea más fácil implementar muchos de estos proyectos en empresas diferentes a PEMEX, dado que el esquema de retribución o pago al gobierno federal y el hecho de que puedan comercializar directamente productos, monetiza efectivamente proyectos cuyos resultados son una mayor productividad junto con la mitigación de emisiones.

- No se atienden en la regulación aplicable aspectos de mejores prácticas, especialmente para nuevos actores del mercado, excepto por lo que hace a aspectos de seguridad y confiabilidad de operación. La adopción de estándares o

niveles máximos de emisiones para ciertas tecnologías u operaciones del sector, podría por si misma mitigar en buena medida las mismas respecto de la línea base, ya que es un hecho que muchas de las operaciones en sitios sin esas regulaciones, se establecen reciclando equipo que se considera obsoleto en jurisdicciones con mayores restricciones ambientales.

- Existe una desconexión entre los registros operativos y los ambientales, así como ciertas lagunas de información y de responsabilidad de calidad de datos, lo cual es una condición que ha sido abordada en la mayoría de los países con infraestructura petrolera de primer nivel unificando el reporte y registro de datos, lo cual permite análisis más precisos de oportunidades de mitigación, que en la industria generalmente se traducen en incremento a la eficiencia operativa.

- Las disposiciones para medición de hidrocarburos, en especial las aplicables a quemadores, no toman en cuenta aspectos de seguridad física y costo asociado, lo que las hace no aplicables en muchos casos, existiendo soluciones prácticas de MRV alternativas.

6.3.3. Barreras a la implementación de proyectos de mitigación de emisiones de GyCEI en el sector petróleo y gas en México.

Como resultado del análisis del marco normativo, así como de la experiencia, información pública disponible e intercambios con actores relevantes del sector, se realizó un análisis de barreras potenciales o existentes para las diferentes rutas tecnológicas analizadas, de lo cual se da cuenta en los siguientes párrafos.

Como barrera en este contexto se define a cualquier situación o condición que de manera potencial o real, puede obstaculizar o impedir el desarrollo de acciones de mitigación de GyCEI en el sector petróleo y gas en México.

Algunas de estas barreras pueden presentarse en todo el sector, en un subsector o tipo de operación en particular, o bien ser específicas a empresas propiedad del estado únicamente.

Puesto que algunas de las barreras son compartidas o afectan a más de una ruta tecnológica individual, se considera práctico desarrollar su análisis en esta sección y al indicarlas en la descripción detallada de la ruta tecnológica de instrumentación de cada línea de acción, sólo se enunciará el nombre otorgado a las aplicables.

Pueden existir otras barreras adicionales a las que se indican abajo, pero dado que no se consideran relevantes para las oportunidades analizadas las mismas no se describen o incluyen.

Existen también casos de barreras multifactoriales, por lo que las mismas pueden ubicarse en más de un tipo de los siguientes:

Barreras estructurales

Se refieren a aquellas que se presentan por la forma de organización y la normatividad que impera en el sector petróleo y gas en México. Dentro de las mismas se tienen:

- **Indefinición sobre esquemas de asociación en actividades no sustantivas** – La falta de mecanismos claros para acuerdos o contratos de pago como contraprestación por la recuperación de productos o sustancias (p.ej., gases a quemador o líquidos extraídos de los mismos), debido a la legislación de ingresos del sector en el caso de empresas propiedad del estado, impide monetizar dichos resultados, obligando a convertirlos o manejarlos como cuotas por servicios o contratos de servicios múltiples, bajo esquemas que no resultan convenientes ni aseguran la inversión requerida para realizar las actividades descritas.

- **Falta de incentivos a la reducción de GyCEI** – La no existencia de un mercado de emisiones o un valor real para las mismas (p.ej., un impuesto al carbono general), hace que proyectos con alto potencial de mitigación no puedan desarrollarse bajo condiciones normales de negocio.

- **Forma de asignación de presupuesto a PEMEX** – El esquema actual de solicitud de presupuesto, con base en un plan de ingresos a ser obtenidos por el gobierno federal, en la práctica se ve afectado por decisiones políticas y la situación de la economía, por lo que es insuficiente incluso para cubrir algunas necesidades de gasto corriente, razón por la que no hay lugar a proyectos o acciones de reducción de emisiones de GyCEI aun cuando las inversiones o gastos de operación sean moderados y existan co-beneficios. Así mismo, en la Ley correspondiente se indican limitaciones en cuanto a contratación de personal, por ejemplo, que impiden la operación adecuada de nuevas instalaciones. Esta situación también implica una desventaja competitiva contra empresas privadas en las que no existen tales restricciones**.**

- **Falta de instrumentos para cumplimiento de obligaciones de eficiencia operativa** – Aunque existen lineamientos y la obligación legal para hacer más eficiente la operación de PEMEX, y se señala en los mismos que existirán los mecanismos para dotar de recursos frescos a la empresa para la implementación de acciones, entre ellas algunas que contribuyen a la mitigación de GyCEI, dichos recursos no están disponibles por lo que los planes no se han realizado o desarrollado de acuerdo con lo planeado.

- **Precio internacional de energéticos bajo** – La prolongada situación de precios bajos a nivel internacional, implica que las empresas del sector petróleo y gas deban reducir sus presupuestos y gastos, por lo que una de las primeras acciones es retirar el fondeo a proyectos que no impliquen recuperación de reservas o mayor producción, principalmente.

- **Falta de reglas claras para acceso a fondos específicos del gobierno federal** – Aunque se tiene la indicación de que puede tenerse acceso a fondos para proyectos que contribuyan al combate o la adaptación al cambio climático por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, no es claro para las áreas operativas la forma en que se deben plantear los proyectos para tener dicho acceso. Por otra parte, aun con la asignación de fondos para la implementación del proyecto, no se cuenta con ninguna partida para operación, necesaria al no poder monetizar los beneficios o mantenerlos como recursos reales, no virtuales, con el fin de permitir el financiamiento de tal operación, así como para cubrir las necesidades de mantenimiento.

- **Falta de normativa referida a eficiencia operativa mínima** – La normativa actual está orientada principalmente a la seguridad y forma de operación de instalaciones, y no menciona específicamente aspectos de estándares mínimos de eficiencia para equipos o instalaciones, los cuales no se requiere que sean los más estrictos, aunque sí adecuados al tipo de operaciones y a tecnologías modernas existentes comercialmente, así como con referencia a buenas prácticas de otros países.

- **Desalineación de disposiciones técnicas de medición con la realidad de algunas instalaciones** – Las disposiciones técnicas de medición no consideran que se incurre en costos de adquisición, operación y mantenimiento de los equipos necesarios, que el requisito de que los mismos se encuentren fijos implica un alto índice de robo y vandalismo, pues operan en zonas sin control de seguridad continuo, además de que muchos procesos permiten mediciones intermitentes al tener una estabilidad apreciable, lo que permitiría el uso de instrumentación portátil con una mayor economía, al poder emplearse en más de una instalación, y con la misma precisión y oportunidad de reporte de un equipo fijo en la mayoría de los casos. Por otra parte, la normativa de diseño de sistemas de quema recomienda no instalar sondas o elementos fijos al interior de la tubería, lo cual debido a la presión manejada en la mayoría de dichos sistemas es necesario.

- **Tiempo de respuesta y gestión en PEMEX** – La burocracia y trámites impuestos en empresas con participación del estado, hacen tortuoso el camino hacia la

implementación de acciones o modificaciones a instrumentos contractuales o de otro tipo, lo cual desincentiva el proponer o impulsar dichas acciones. Es común que desde que se presenta un proyecto hasta que se lleve a su implementación, a través de los procedimientos establecidos formalmente, transcurra más de un año y en ocasiones varios años, tiempo para el cual las condiciones pueden haber cambiado a tal grado que se requiera una nueva evaluación o no se tengan las condiciones adecuadas para la implementación.

Barreras financieras

- **Situación financiera de PEMEX** – En el aspecto financiero, aunque teóricamente existe independencia operativa, en la realidad la empresa no cuenta con recursos propios para la contratación o realización de proyectos que no formen parte de actividades directas de exploración, producción y mantenimiento de capacidad, por lo que no hay recursos disponibles en realidad. La falta de recursos impide incluso la realización de estudios o actividades de medición y de ingeniería conceptual, necesaria para dimensionar potenciales de proyectos.

- **Evaluación de proyectos en PEMEX** – La evaluación de proyectos en PEMEX se rige por el valor presente neto (VPN), como criterio principal de decisión de financiamiento. Dada su naturaleza, los proyectos de GyCEI, especialmente los pequeños, aun cuando tengan un potencial alto de reproducción, quedan fuera de la asignación de recursos en beneficio de proyectos que incrementan el valor de la marca, es decir los que incorporan reservas, incrementan o mantienen la producción y/o la capacidad de proceso.

- **Costeo de gas de desecho o venteado** – Puesto que para PEMEX el gas venteado se considera prácticamente “gas seco” para efectos de cálculo, es decir prácticamente metano puro, o bien en ocasiones se le asigna un valor “cero”, el planteamiento de proyectos de recuperación de gas generalmente reporta beneficios económicos moderados o no los reporta en el papel. Algunas de las corrientes de gas enviado a quemador contienen hidrocarburos más pesados que el metano, con un valor de mercado más alto, y el costear dichas corrientes de acuerdo con dicho valor, rentabilizaría muchas acciones, aún y cuando el metano se siguiese enviando a quemadores, siempre con el beneficio de la mitigación de GyCEI.

Barreras tecnológicas y de práctica común

- **Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados** – No se cuenta con medición confiable en algunas de las fuentes principales de emisiones,

incluso en aquéllas para las que el dato de actividad es el consumo de combustible, si bien esta situación es más frecuente en sistemas de gas a quemadores. Hay equipamiento e instrumento de alta calidad montado y completo, pero por falta de mantenimiento o refacciones el mismo está en situación no operativa. Al no contarse tampoco con instrumentación portátil ni recursos para contratar servicios de medición, lo anterior impide el dimensionamiento preciso de las corrientes de gas a quemadores, por ejemplo, y por tanto el beneficio que puede obtenerse de un proyecto de recuperación o reducción de quema de gas a quemadores, lo que impide establecer un caso económico de baja incertidumbre, reduciendo con ello las posibilidades de que se asignen recursos para su financiamiento.

- **Falta de conocimiento en la aplicación de tecnologías de control** – Debido a que no forma parte de la actividad sustantiva, el control de emisiones en general se considera una función de las áreas ambientales. No obstante, dado que los mecanismos de generación de emisiones de GyCEI están íntimamente ligados a muchos procesos y operaciones y tienen también relación con la eficiencia operativa, la implementación exitosa de los mismos requiere del concurso de las áreas de operación y de ingeniería de planta e instalaciones, además de la participación de áreas ambientales, para una exitosa selección de la mejor alternativa, su implementación y operación confiable. De otro modo la visión del proyecto en su conjunto se ve limitada y pueden dejarse de lado opciones con alto potencial.

- **Capacidad técnica no adecuada de proveedores del sector** – Las tecnologías de control de emisiones para la industria del petróleo y el gas natural son altamente especializadas por las características únicas de las instalaciones, equipos, sustancias y procesos involucrados. Como en muchas otras ramas comerciales, la producción de equipo y dispositivos para mitigación de emisiones de GyCEI se realiza tanto por empresas desarrolladoras de tecnología y líderes en el mercado, como por empresas que adaptan o copian dichas tecnologías no siempre con el conocimiento o las provisiones de seguridad de operación, integridad mecánica o confiabilidad adecuadas, ocasionando accidentes o mala operación que inhiben o imposibilitan la consecución de reducciones de GyCEI, y dejando la impresión de que la tecnología de control, y no el equipamiento específico de mala calidad, es la que ha fallado, impidiendo a su vez la reproducción de proyectos con beneficios de eficiencia operativa y económicos significativos.

- **Desconocimiento de operación de tecnologías de control** – Dado que en general, los dispositivos y equipos relacionados con una tecnología de control se instalan en los mismos sistemas que operaban antes de dicha implementación, es

común que el personal de operación pase a ser el responsable de los mismos, su operación y mantenimiento. Puesto que algunos de estos dispositivos y equipos son parecidos a otros que se encuentran en las instalaciones, es frecuente la situación en que se utilizan las mismas prácticas para ellos sin tomar en cuenta las diferencias en el servicio que prestan. En otras ocasiones, se trata de sistemas altamente especializados por lo que, sin una capacitación adecuada, será muy difícil que se logre una operación óptima y por tanto se alcancen los resultados previstos de la implementación.

- **Configuración de operaciones en el sector** – Se tienen configuraciones en diferentes subsectores que reducen las posibilidades de implementación de medidas de mitigación de manera rentable o exitosa, debido a la ubicación, falta de infraestructura de transporte de gas cercana, configuración para proceso, etc.

En el listado anterior se han descrito de manera breve las barreras principales a que se enfrentan los proyectos o acciones de mitigación de GyCEI en el sector petróleo y gas natural en México.

Es aparente que muchas de ellas sólo existen o existen en mayor grado en el caso de empresas de propiedad del estado, si bien la filosofía orientada a la producción de la industria puede hacer que algunas también constituyan obstáculos a la implementación de proyectos de GyCEI en empresas privadas, en menor grado por lo general.

En las descripciones detalladas de las rutas tecnológicas para líneas de acción individuales, se incluirán las barreras más relevantes para cada una, así como sugestiones relacionadas con la forma de salvar las mismas.

En la Tabla 6-1 se presentan algunas de las principales barreras identificadas a la implementación de proyectos o acciones de mitigación.

Lo que se presenta en la misma no pretende ser un listado exhaustivo, sino la expresión de algunas situaciones comunes y aplicables a la industria del petróleo y gas en México, junto con posibles alternativas para superar tales barreras, estas últimas surgidas tanto del conocimiento compartido públicamente de operaciones del sector en otros países, como de la problemática planteada por los propios actores y operadores en sesiones de trabajo y las iniciativas que actualmente se tienen por parte de algunos de ellos para analizar rutas tendientes a la eliminación o disminución de dichas barreras.

Tabla 6-1. Barreras relacionadas con implementación de acciones de mitigación

Tipo de barrera	Barrera	Aplicable a:	Acciones o instrumentos para superar barrera
Estructural	Indefinición sobre esquemas de asociación en actividades no sustantivas	Sector en general	Establecer requisitos y mecanismos en proceso participativo del sector con autoridades y otros actores
	Falta de incentivos a la reducción de GyCEI	Sector en general, si bien algunas empresas privadas lo incluyen en sus planes y puntos de evaluación de desempeño	Información sobre política o instrumentos vigentes y planeados para incentivar o gravar la generación de GyCEI. Inclusión de objetivos al respecto en evaluación de desempeño.
	Forma de asignación de presupuesto a PEMEX	Sector público	Análisis sistémico de beneficios de operación de PEMEX como empresa convencional, permitiendo presupuestar sus gastos de acuerdo a parámetros reales de desempeño e integrando 100% de ganancias al Estado.
	Falta de instrumentos para cumplimiento de obligaciones de eficiencia operativa	Sector público	Hacer consistente la política y regulación con la disponibilidad de recursos para cumplirla. En el caso de eficiencia operativa, se consiguen reducciones de GyCEI prácticamente en todos los casos.
	Desalineación de disposiciones técnicas de medición con la realidad de algunas instalaciones	Sector en general	Analizar con detalle los casos en que se puede hacer más eficiente y económica la medición, necesaria para evaluar medidas de mitigación, y hacer modificaciones a las disposiciones reglamentarias
	Tiempo de respuesta y gestión en PEMEX	Sector público	Mejorar el procedimiento de evaluación de proyectos y posible asignación de recursos para lograr una reducción en el ciclo de planeación e instrumentación de proyectos de eficiencia energética, operativa o de reducción de GyCEI
Financiera	Situación financiera de PEMEX	Sector público	Análisis sistémico de beneficios de operación de PEMEX como empresa convencional, permitiendo presupuestar sus requisitos de personal y recursos de acuerdo a parámetros reales

Tipo de barrera	Barrera	Aplicable a:	Acciones o instrumentos para superar barrera
			de desempeño e integrando 100% de ganancias al Estado.
	Evaluación de proyectos en PEMEX	Sector público y parcialmente, sector privado	Establecimiento de métodos de evaluación de proyectos que den valor no sólo a la magnitud (VPN), sino también a la calidad de la inversión (TIR), co-beneficios, o establecer líneas de financiamiento revolventes para este tipo de proyectos
	Costeo de gas de desecho o venteado	Sector en general	Dar el valor a las corrientes venteadas o quemadas de acuerdo con el valor comercial de los productos recuperables y no sólo por poder calorífico, lo cual hace que la evaluación económica de acciones de mitigación sea más certera
Barreras tecnológicas y de práctica común	Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados	Sector en general	El desconocimiento de los valores reales, y la práctica de reporte sobre valores históricos o basados en factores no siempre confiables, evita el planteamiento de proyectos de mitigación con soporte suficiente para ser llevados a la etapa de implementación
	Falta de conocimiento en la aplicación de tecnologías de control	Sector en general	Acciones de divulgación o participación en iniciativas internacionales que incluyen esta línea de acción
	Capacidad técnica no adecuada de proveedores del sector	Sector en general	Acciones de divulgación o participación en iniciativas internacionales que incluyen esta línea de acción, y asesoría técnica para correcto dimensionamiento y especificación de dichos dispositivos y prácticas asociadas de MRV
	Desconocimiento de operación de tecnologías de control	Sector en general	Garantizar y prever presupuesto para adecuada capacitación a personal de operación, así como adecuar las especificaciones a las condiciones aplicables de operación
	Configuración de operaciones en el sector	Sector en general	Algunas instalaciones no fueron diseñadas para recuperación de gas asociado,

Tipo de barrera	Barrera	Aplicable a:	Acciones o instrumentos para superar barrera
			o no cuentan con instalaciones funcionales para ello, por lo que deben realizarse análisis sistémicos para establecer acciones individuales o compartidas que permitan mejorar la posibilidad de recuperación, con la consecuente rentabilización de los proyectos asociados.

7. RUTAS TECNOLÓGICAS EVALUADAS PARA LÍNEAS DE ACCIÓN DE MITIGACIÓN EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO.

En las siguientes secciones se presentan una a una, las rutas tecnológicas para cada línea de acción identificada y evaluada de acuerdo con lo indicado en la sección 6.2.

7.1.1. Rutas tecnológicas de instrumentación evaluadas para el subsector producción de petróleo y gas natural.

7.1.1.1. Eficiencia energética en accionadores primarios de combustión interna (turbinas a gas)
Descripción
Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través del incremento de eficiencia en turbinas a gas que impulsan equipos de compresión, bombeo y generación eléctrica en instalaciones de producción de petróleo y gas natural. ***Segmentos de cadena de valor involucrados:*** Upstream y midstream ***GyCEI generados sujetos a mitigación:*** CO_2, CH_4, N_2O y CN ***Mecanismo de generación de GyCEI:*** Emisiones por combustión fósil en equipos estacionarios ***Situación actual y escenario de línea base:*** Se estima que alrededor del 75% del total del combustible empleado por dispositivos y equipos estacionarios en las actividades del subsector producción de petróleo y gas natural en México se utiliza en turbinas a gas para accionamiento mecánico. Estos equipos cuentan con mantenimiento programado y se hace una rehabilitación o puesta a punto “0” cada 25,000 a 35,000 horas de servicio. De este modo, se alcanzan condiciones de eficiencia similares a las del equipo nuevo. Se considera que la eficiencia ISO promedio de las dos terceras partes con menor eficiencia de estos equipos es de 30%, o una eficiencia real de 28.5%. En el escenario de línea base, esta eficiencia promedio se mantiene, deteriorándose a medida que avanza el tiempo

de operación, restaurándose las condiciones con la rehabilitación u “overhaul”.

Ruta tecnológica planteada: Incremento de eficiencia real de 1.2% (a 29.7% o 31.3% ISO) en el 67% de equipos mediante mantenimiento mejorado e incorporación de equipamiento o sistemas de control durante dichas operaciones.

Resultados esperados: El incremento de eficiencia de 1.2% reducirá el consumo de los equipos intervenidos en un 4% en promedio. Las emisiones de GyCEI de esta fuente se reducirían en la misma medida para el universo de equipos a los que se orienta la aplicación.

Esto representa una disminución de emisiones sobre las totales de línea base del sector de:

0.20 $MtCO_2e$ en 2030

0.20 $MtCO_2e$ en 2050

Alineación con instrumentos de la política nacional

- Plan Nacional de Desarrollo

IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.

- Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018

Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.
Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas.

- Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40.

Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.
Línea de acción M2.11. Reducir el consumo energético y las emisiones de GEI al ejecutar proyectos de eficiencia energética derivados de los diagnósticos energéticos integrales en los sectores petrolero, industrial y eléctrico.

Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información

PEMEX – Acopio de información de línea base, selección de equipo a intervenir y planeación general
SENER – PEMEX – Revisión y modificación (en su caso) a contratos de servicios
Tecnólogos o fabricantes de equipos – Realización de adecuaciones y equipamiento
PEMEX – Seguimiento a proyecto y verificación de incremento en eficiencia
PEMEX – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores

Plazo de Ejecución

Debido a la complejidad implicada en la implementación de la medida y al programa de salida a mantenimiento mayor de equipos, el plazo de ejecución para esta acción se considera de 5 años, iniciando en 2020 y finalizando en 2024.

Potencial de abatimiento

0.20 $MtCO_2e$ en 2030;
0.20 $MtCO_2e$ en 2050
(esta información se revisará o confirmará en el 4º reporte)

Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados

-88 USD/t CO_{2eq}
(Ref. McKinsey & Company, 2012, *Eficiencia energética por mantenimiento, desempeño y control de proceso*

mejorados en actividades de rehabilitación, petróleo y gas)
Indicadores de seguimiento y de impacto
Impacto: t CO_2e / $MMPC_{gas}$, t CO_2e / $m^3_{bombeado}$, tCO_2e / MWh_{gen} (alcance 1) **Seguimiento:** Eficiencia térmica de equipos, índices de intensidad energética para equipos intervenidos
Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.
• Equipamiento y procedimiento para determinación de eficiencia de equipos en campo y registro de información • Verificación de condiciones o equipamiento suplementario de equipo de medición de combustible a equipos • Procedimiento para estimación y reporte de emisiones de GyCEI • Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI
Identificación inicial de co-beneficios potenciales
- Mejora en calidad del aire local - Mejora en seguridad energética al conservar recursos
Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector
No se identifican
Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)
1) Análisis legal de mecanismos y procedimientos para implementación y gestión de adecuación, en su caso. 2) Elaboración de plan general de intervención, con base en línea base, medición y bitácora de operación de equipos, incluyendo indicadores para seguimiento. 3) Definición de tecnologías y horizontes de mejora esperados. 4) Proceso de contratación o licitación 5) Implementación de tecnologías de mejora en eficiencia energética mediante el suministro de equipamiento e instalación y prueba de los mismos 6) Medición de resultados y establecimiento de plan de seguimiento a acciones implementadas
Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC
Se estimará de acuerdo con línea base definitiva y definición final de líneas de mitigación del sector
Líneas de tiempo para la instrumentación
2020: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 20% de total 2021: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 40% de total 2022: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 60% de total 2023: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 80% de total 2024: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 100% de total 2021 – 2030: Se vigila el desempeño con el final de mantener el nivel de eficiencia de equipos
Marco político y normativo vigente
• Ley General de Cambio Climático • Ley de Petróleos Mexicanos
Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso
FOTEASE de SENER *Financiamiento al carbono:* Podría participar como PoA *Financiamiento internacional:* Organismos financieros multilaterales (ej. Banco Mundial, BID) Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras
Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación
La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI potenciaría la aplicación de esta y otras medidas similares
Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro

Existen diversas tecnologías y formas de rehabilitación, entre ellas reducción de tolerancias entre partes móviles, cambio de material y tipo de sellos, mejoras aerodinámicas en álabes de compresor y turbina, mejora en sistemas de control, las cuales combinadas pueden llevar a un incremento de eficiencia o reducción de régimen térmico (heat rate) de hasta 5 puntos porcentuales (el número preciso es alrededor de 4.8%), de acuerdo al fabricante con el mayor número de equipos en operación en México
Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.
• Tiempo de respuesta y gestión en PEMEX • Situación financiera de PEMEX • Método de evaluación y asignación de recursos para proyectos en PEMEX • Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados

7.1.1.2. Reducción de emisiones por explotación mejorada de shale gas
Descripción
Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través de la adopción de políticas e instrumentos relacionados para asegurar que la explotación del gas de lutitas (shale gas), se realice de acuerdo con las mejores prácticas de la industria. ***Segmentos de cadena de valor involucrados:*** Upstream y midstream ***GyCEI generados sujetos a mitigación:*** CO_2, CH_4, N_2O y CN ***Mecanismo de generación de GyCEI:*** 1 – Emisiones fugitivas por venteo de gas en operaciones de perforación, terminación e intervenciones de pozos; 2 – Emisiones fugitivas por quema de gas no aprovechado en quemadores en campos; 3 – Emisiones por combustión fósil en equipos estacionarios ***Situación actual y escenario de línea base:*** Actualmente se cuenta con una pequeña capacidad de producción de shale gas, proveniente de pozos exploratorios que están en producción. De acuerdo con proyecciones de SENER y de la Agencia Internacional de Energía, la producción a escala relevante de shale gas en México iniciará alrededor de 2025. Según los estudios más reconocidos, el nivel promedio actual de emisiones es de 15.98 $kgCO_2$/MMBtu de energía en gas a ventas, con base en el poder calorífico inferior del mismo, si bien existen operaciones en los EE. UU. y Canadá con niveles de emisiones sensiblemente mayores. En el escenario de línea base, se esperaría que este nivel de emisiones se podría esperar de la explotación en México, sobre todo por la tendencia de la industria a reciclar equipos obsoletos o sin uso hacia otras jurisdicciones con reglamentación menos estricta. ***Ruta tecnológica planteada:*** Establecimiento de políticas e instrumentos asociados para asegurar la adopción de las mejores prácticas de la industria por operadores en México. ***Resultados esperados:*** Se considera, con base en situaciones de operación real de este tipo de explotación en otras jurisdicciones, que razonablemente podría lograrse una reducción de 25% de emisiones de GyCEI sobre las de línea base.

Esto representa una disminución de emisiones sobre las totales de línea base del sector de: 0.13 $MtCO_2e$ en 2030 1.94 $MtCO_2e$, en 2050
Alineación con instrumentos de la política nacional
• Plan Nacional de Desarrollo *IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.* • Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018 *Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.* *Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas.* • Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40. *Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.* *Línea de acción M2.11. Reducir el consumo energético y las emisiones de GEI al ejecutar proyectos de eficiencia energética derivados de los diagnósticos energéticos integrales en los sectores petrolero, industrial y eléctrico.*
Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información
CNH – ASEA – IMP – Análisis detallado de mejores prácticas y aplicabilidad al sector en México SENER - CNH – ASEA – Establecimiento de marco normativo, políticas, regulación, lineamientos técnicos y procedimientos de MRV Operadores del sector – Incorporación de mejores prácticas a sus operaciones y determinación de factores de emisión de inicio de acuerdo con marco normativo Operadores del sector – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores
Plazo de Ejecución
Debido al panorama previsto de inicio de producción y a la incipiente experiencia, lo que implica la necesidad de estudios de largo alcance, podría establecerse este marco normativo en el período entre 2018 y 2020, y los resultados del mismo iniciarían con el inicio de operaciones a gran escala y seguirían de acuerdo al desarrollo y producción específicos durante todo el horizonte de planeación.
Potencial de abatimiento
0.13 $MtCO_2e$ en 2030 1.94 $MtCO_2e$ en 2050 (esta información se revisará o confirmará en el 4º reporte)
Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados
< -100 USD/t CO_{2eq} (Ref. McKinsey & Company, 2012, *Planeación mejorada, petróleo y gas*)
Indicadores de seguimiento y de impacto
Impacto: tCO_2e / $MMBtu_{PClgas}$ **Seguimiento:** tCO_2e / $MMBtu_{PClgas}$ y benchmarking contra operaciones similares en otras jurisdicciones
Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.
• Investigación de estatus de tecnología aplicable a MRV en operaciones de shale gas • Elaboración de procedimientos y programa MRV para estimación y reporte de emisiones en operaciones de shale gas • Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI

Identificación inicial de co-beneficios potenciales
- Menor afectación a la calidad de aire local - Menor afectación a mantos freáticos - Mayor seguridad de operaciones al reducir emisiones fugitivas de metano - Reducción de impacto al ecosistema de influencia - Reducción de riesgos a seguridad energética - Mejora de percepción ante comunidades afectadas
Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector
No se identifican
Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)
1) Formación de equipo de gestión de marco normativo. 2) Elaboración de plan general de acción y definición de actores y responsabilidades. 3) Definición de tecnologías y mejores prácticas de operación aplicables a la industria en México 4) Emisión de documentos de marco normativo 5) Establecimiento de estructura física y humana para seguimiento a operaciones 6) Medición de resultados y establecimiento de plan de seguimiento y adecuación a lineamientos técnicos de acuerdo a evolución tecnológica e información recopilada
Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC
Se estimará de acuerdo con línea base definitiva y definición final de líneas de mitigación del sector
Líneas de tiempo para la instrumentación
2018 - 2020: Investigación de estado actual y elaboración de marco normativo 2021 - 2050: Se aplica marco normativo a operadores del sector con operaciones de shale gas con actividades de reporte y vigilancia 2021 - 2050: Se realizan actividades de actualización a marco normativo de acuerdo con estado de tecnología y desarrollo de operaciones de shale gas en México
Marco político y normativo vigente
• Ley General de Cambio Climático • Ley de Petróleos Mexicanos
Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso
FOTEASE de SENER *Financiamiento internacional:* Organismos financieros multilaterales (p.ej. Banco Mundial, BID) Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras Entidades de colaboración internacional (p.ej. ECCC, USAID, GIZ)
Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación
La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI potenciaría la aplicación de esta y otras medidas similares
Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro
No aplica en este caso, sólo la actualización en función de tecnologías y operaciones relevantes para retroalimentación de lineamientos técnicos y marco normativo
Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.
• Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados • Desconocimiento de operaciones a gran escala por no existir nacionalmente • Resistencia de operadores o lobbying para detener o hacer más laxos los estándares de desempeño • Bajo precio de energía, que haría menos rentable la operación, aunque a la fecha se han logrado avances independientemente de dicha situación

7.1.1.3. Mitigación por reducción de gas a quemadores

Descripción

Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través del incremento de aprovechamiento de gas residual y de desecho enviado a quemadores elevados y de fosa, por diferentes mecanismos de recuperación.

Segmentos de cadena de valor involucrados: Upstream y midstream

GyCEI generados sujetos a mitigación: CO_2, CH_4, N_2O y CN

Mecanismo de generación de GyCEI: Combustión fósil en equipos estacionarios

Situación actual y escenario de línea base: Aunque se han logrado recuperaciones de gas cercanas al 96% en promedio para la industria en México, por situaciones de cambios en operaciones o incidentes el nivel de aprovechamiento en 2016 fue de 91.9%, de acuerdo con los reportes de PEMEX a CNH. El nivel de aprovechamiento de los últimos años ha seguido una tendencia ligeramente descendente, aunque al parecer ha iniciado su ascenso.

Este ascenso se debe a la restauración de condiciones operativas y la entrada en operación de grandes proyectos de recuperación mejorada en yacimientos marinos, donde el gas se reinyecta en los campos para mantener la presión y productividad de crudo.

Aunque las disposiciones técnicas actuales requieren un aprovechamiento mínimo de 98%, en la realidad siempre será menor pues ese umbral no se aplica a instalaciones para las cuales la recuperación no es conveniente o posible por situaciones técnicas, económicas o de seguridad. El porcentaje antes indicado de 91.9% se refiere a total, por lo que muchas de las instalaciones reguladas ya han alcanzado el 98% de recuperación del gas con economía adecuada para ello.

En el escenario de línea base, el aprovechamiento sigue incrementándose hasta llegar al 95% del total en 2023.

Ruta tecnológica planteada: Incremento de recuperación de gas, particularmente en aquellas instalaciones con acceso económico a puntos de uso o gasoductos, aunque también podría ser en situaciones de gas aislado, para llevar dicha recuperación a un nivel de 96.7%.

Aunque no se plantean en esta ruta, existen formas de recuperación de parte de las corrientes, correspondiente a fracciones de hidrocarburos pesados en el gas, lo cual disminuye las emisiones proporcionalmente, con excepción de las de CN, que pueden reducirse en más de 90%.

Resultados esperados: El incremento de nivel de recuperación sobre el de línea base representa la recuperación del 34% del gas que para ese momento se enviara a quemadores sin uso energético.

Esto representa una disminución de emisiones sobre las totales de línea base del sector de:

3.29 $MtCO_2e$ en 2030

3.75 $MtCO_2e$.en 2050

Alineación con instrumentos de la política nacional

- Plan Nacional de Desarrollo

IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.

- Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018

Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.
Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas.

- Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40.

Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.

Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información

PEMEX – Consultoría especializada – Acopio de información de línea base, selección de instalaciones con mayores oportunidades y planeación general de programa
SENER – PEMEX – Gestión de recursos para desarrollo del programa y proceso de licitación
Tecnólogos o fabricantes de equipos – Realización de adecuaciones y equipamiento para reducción de quema
PEMEX – CNH – Seguimiento a proyecto y verificación de incremento en aprovechamiento de gas
PEMEX – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores

Plazo de Ejecución

Debido a la complejidad implicada en la implementación de la medida y al programa de salida a mantenimiento mayor de equipos, así como a la ejecución de múltiples proyectos para alcanzar el 95%, el plazo de ejecución para esta acción se considera de 5 años, iniciando en 2025 y finalizando en 2029.

Potencial de abatimiento

3.29 $MtCO_2e$ en 2030
3.75 $MtCO_2e$ en 2050
(esta información se revisará o confirmará en el 4º reporte)

Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados

Para instalaciones con puntos de consumo cercanos:
-50 USD/t CO_{2eq}
(Ref. MACC para PEMEX de acuerdo con PAC 2013 para aprovechamiento de gas)
Para instalaciones con situación de gas aislado:
Rango de 5 USD/t CO_{2eq} a 33 USD/t CO_{2eq}
(Ref. MACC para PEMEX de acuerdo con PAC 2013 (valor bajo) para quemadores e incineradores; McKinsey & Company, 2012, *Reducción de quema continua y aislada, petróleo y gas*)

Indicadores de seguimiento y de impacto

Impacto: tCO_2e / $MMPC_{gas_producido}$ (alcance 1)
Seguimiento: Nivel de aprovechamiento, emisiones de GyCEI totales por quema de gas

Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.

- Actividades de investigación para determinación de condiciones imperantes en quemadores en México
- Equipamiento y procedimiento para determinación de flujo de gas y eficiencia de quemadores de PEMEX
- Verificación de condiciones o equipamiento suplementario de equipo de medición de flujo a equipos
- Procedimiento para estimación y reporte de emisiones de GyCEI
- Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI

Identificación inicial de co-beneficios potenciales

- Mejora en calidad del aire local
- Mejora en seguridad energética al conservar recursos
- Mejora de percepción de operaciones por comunidades en área de influencia

Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector

No se identifican
Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)
1) Análisis legal de mecanismos y procedimientos para implementación y gestión de adecuación, en su caso. 2) Elaboración de plan general de intervención, con base en línea base, medición y bitácora de operación de equipos, incluyendo indicadores para seguimiento. 3) Definición de tecnologías y horizontes de mejora esperados. 4) Proceso de contratación o licitación 5) Implementación de tecnologías de mejora en eficiencia energética mediante el suministro de equipamiento e instalación y prueba de los mismos 6) Medición de resultados y establecimiento de plan de seguimiento a acciones implementadas
Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC
Se estimará de acuerdo con línea base definitiva y definición final de líneas de mitigación del sector
Líneas de tiempo para la instrumentación
2025: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 20% de total 2026: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 40% de total 2027: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 60% de total 2028: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 80% de total 2029: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 100% de total 2030 en adelante: Se vigila el desempeño con el final de mantener el nivel de aprovechamiento de gas
Marco político y normativo vigente
• Ley General de Cambio Climático • Ley de Petróleos Mexicanos
Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso
FOTEASE de SENER Potencial financiamiento de particulares sujeto a esquemas adecuados de monetización de beneficios *Financiamiento al carbono:* Podría participar como PoA *Financiamiento internacional:* Organismos financieros multilaterales (ej. Banco Mundial, BID) Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras
Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación
La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI y condiciones estrictas de análisis de viabilidad, incluyendo costo social y externalidades, potenciaría la aplicación de esta y otras medidas similares
Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro
Existen diversas tecnologías y formas de recuperación de gas, así como destinos para el mismo, entre ellas la recuperación y compresión para reinyección con fines de recuperación mejorada de crudo, la utilización como energético localmente o en comunidades cercanas, la licuefacción y compresión para crear "gasoductos virtuales", aplicación particularmente rentable cuando se combina con un esquema de generación eléctrica. En el caso que no haya factibilidad de recuperación técnica o económica y ante la falta de recursos para ello, pueden retirarse del gas los hidrocarburos pesados de mayor valor, mezclándolos con el crudo saliente para mejorar su grado, con lo cual parte de la corriente ya no va al quemador, y reduciendo de manera importante las emisiones de CN, las cuales se deben casi en su totalidad a la quema deficiente de dichos compuestos.
Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.
• Indefinición sobre esquemas de asociación de beneficios compartidos en actividades no sustantivas en PEMEX

- Tiempo de respuesta y gestión en PEMEX
- Situación financiera de PEMEX
- Método de evaluación y asignación de recursos para proyectos en PEMEX
- Método de costeo de gas a quemadores, que no considera valor real
- Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados
- Falta de conocimiento de tecnologías de control

7.1.1.4. Reducción de intensidad energética en operaciones de producción de crudo y gas natural

Descripción

Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través del incremento de eficiencia en turbinas a gas que impulsan equipos de compresión, bombeo y generación eléctrica en instalaciones de producción de petróleo y gas natural, aunque puede incluir mejoras tecnológicas a motores de combustión interna, compresores, bombas y esquemas de generación eléctrica, lo cual incrementaría importantemente su potencial de mitigación.

Segmentos de cadena de valor involucrados: Upstream y midstream

GyCEI generados sujetos a mitigación: CO_2, CH_4, N_2O y CN

Mecanismo de generación de GyCEI: Emisiones por combustión fósil en equipos estacionarios

Situación actual y escenario de línea base: Se estima que alrededor del 94% del total del combustible empleado en las actividades del subsector producción de petróleo y gas natural en México se utiliza en equipos de accionamiento mecánico.

Estos equipos, en particular las turbinas a gas han tenido avances tecnológicos considerables, lo cual ha incrementado su eficiencia de manera importante, ubicándose entre 34% y 38% (eficiencia ISO), para equipos mayores similares a los empleados en el subsector en México.

Se considera que la eficiencia ISO promedio del parque de turbinas a gas de este subsector a las que se aplicaría esta medida se ubicará en un valor de eficiencia ISO de 31.3% (ver 7.1.1.1).

En el escenario de línea base, esta eficiencia promedio se mantiene para ese grupo de turbinas, dado el tipo de contratación existente para su mantenimiento, deteriorándose a medida que avanza el tiempo de operación, restaurándose las condiciones con la rehabilitación u “overhaul”.

Ruta tecnológica planteada: Incremento de eficiencia ISO de 2.7% (de 31.3% a 34.0% ISO) en equipos que representan el 67% del consumo de combustible mediante:

- Equipamiento con dispositivos para incremento de eficiencia de alta tecnología
- Repotenciación o sustitución de equipos
- Optimización en diseño, selección y operación, para integrar en los mismos, filosofías que permitan alta confiabilidad con cargas de los equipos en puntos óptimos de eficiencia.
- Optimización de modularidad para reducir tiempos de salida de equipos por mantenimiento mayor y actividades de mantenimiento, así como costos de operación

Resultados esperados: El incremento de eficiencia ISO de 2.7% reducirá el consumo de los equipos intervenidos en un 9.6% en promedio. Las emisiones de GyCEI de esta fuente se reducirían en la misma medida para el universo de equipos a los que se orienta la aplicación.

Esto representa una disminución de emisiones sobre las totales de línea base del sector de:

0.34 $MtCO_2e$ en 2030

0.77 $MtCO_2e$ en 2050

Alineación con instrumentos de la política nacional

- Plan Nacional de Desarrollo

IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.

- Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018

Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.
Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas.

- Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40.

Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.
Línea de acción M2.11. Reducir el consumo energético y las emisiones de GEI al ejecutar proyectos de eficiencia energética derivados de los diagnósticos energéticos integrales en los sectores petrolero, industrial y eléctrico.

Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información

PEMEX – Acopio de información de línea base, selección de equipo a intervenir y planeación general
SENER – PEMEX – Revisión y modificación (en su caso) a contratos de servicios e integración de procesos de licitación
Tecnólogos o fabricantes de equipos – Realización de adecuaciones y equipamiento
PEMEX – Seguimiento a proyecto y verificación de incremento en eficiencia
PEMEX – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores

Plazo de Ejecución

Debido a la complejidad implicada en la implementación de la medida y al programa de salida a mantenimiento mayor de equipos, el plazo de ejecución para esta acción se considera de 10 años, iniciando en 2026 y finalizando en 2035.

Potencial de abatimiento

0.34 $MtCO_2e$ en 2030
0.77 $MtCO_2e$ en 2050
(esta información se revisará o confirmará en el 4º reporte)

Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados

Rango de -80 USD/t CO_{2eq} a -3 USD/t CO_{2eq}
(Ref.; McKinsey & Company, 2012, *Eficiencia energética que requiere inversiones significativas en rehabilitaciones, petróleo y gas* (valor bajo); MACC para PEMEX de acuerdo con PAC 2013 (valor alto) para rehabilitación de sistemas de manejo de gas; puede referirse más al midstream en este último caso)

Indicadores de seguimiento y de impacto

Impacto: t CO_2e / $MMPC_{gas}$, t CO_2e / $m^3_{bombeado}$, tCO_2e / MWh_{gen} (alcance 1)
Seguimiento: Eficiencia térmica de equipos, índices de intensidad energética para equipos intervenidos

Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.

- Equipamiento y procedimiento para determinación de eficiencia de equipos en campo y registro de información
- Verificación de condiciones o equipamiento suplementario de equipo de medición de combustible a

equipos • Procedimiento para estimación y reporte de emisiones de GyCEI • Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI
Identificación inicial de co-beneficios potenciales
- Mejora en calidad del aire local - Mejora en seguridad energética al conservar recursos
Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector
No se identifican
Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)
1) Análisis legal de mecanismos y procedimientos para implementación y gestión de adecuación, en su caso. 2) Elaboración de plan general de intervención, con base en línea base, medición y bitácora de operación de equipos, incluyendo indicadores para seguimiento. 3) Definición de tecnologías y horizontes de mejora esperados. 4) Proceso de contratación o licitación 5) Implementación de tecnologías de mejora en eficiencia energética mediante el suministro de equipamiento e instalación y prueba de los mismos 6) Medición de resultados y establecimiento de plan de seguimiento a acciones implementadas
Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC
Se estimará de acuerdo con línea base definitiva y definición final de líneas de mitigación del sector
Líneas de tiempo para la instrumentación
2026: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 10% de total 2027: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 20% de total 2028: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 30% de total 2029: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 40% de total 2030: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 50% de total 2031: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 60% de total 2032: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 70% de total 2033: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 80% de total 2034: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 90% de total 2035: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 100% de total 2035 en adelante: Se vigila el desempeño con el final de mantener el nivel de eficiencia de equipos
Marco político y normativo vigente
• Ley General de Cambio Climático • Ley de Petróleos Mexicanos
Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso
FOTEASE de SENER Potencial financiamiento privado, sujeto a la implementación de esquemas de beneficios compartidos que permita monetización de resultados *Financiamiento al carbono:* Podría participar como PoA *Financiamiento internacional:* Organismos financieros multilaterales (ej. Banco Mundial, BID) Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras
Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación
La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI potenciaría la aplicación de esta y otras medidas similares
Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro
Existen diversas tecnologías avanzadas, como cámaras regenerativas de combustión, recuperación de calor para

enfriamiento de aire de ingreso, nuevos materiales para permitir mayores temperaturas de ingreso de gases, sistemas de sellos retráctiles, aerodinámica mejorada o compresor de turbina a gas no acoplado a misma flecha (transmisión por engranes), entre otras
Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.
• Indefinición sobre esquemas de asociación de beneficios compartidos en actividades no sustantivas en PEMEX • Tiempo de respuesta y gestión en PEMEX • Situación financiera de PEMEX • Método de evaluación y asignación de recursos para proyectos en PEMEX • Método de costeo de gas a quemadores, que no considera valor real • Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados • Falta de conocimiento de tecnologías de control

7.1.2. Rutas tecnológicas de instrumentación evaluadas para el subsector proceso y transporte de gas natural.

7.1.2.1. Reducción de consumo de energía en sistemas de vapor y calentamiento de proceso
Descripción
Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través del incremento de eficiencia en calderas y calentadores a vapor o por disminución de pérdidas en sistemas de vapor de complejos procesadores de gas. ***Segmento de cadena de valor involucrado:*** Midstream ***GyCEI generados sujetos a mitigación:*** CO_2, CH_4, N_2O y CN ***Mecanismo de generación de GyCEI:*** Emisiones por combustión fósil en equipos estacionarios ***Situación actual y escenario de línea base:*** Se estima que alrededor del 45% del total del combustible empleado por dispositivos y equipos estacionarios en las actividades del subsector proceso y transporte de gas natural en México se utiliza en sistemas de vapor y calentadores de proceso. En el caso de las calderas de vapor, se estima que la eficiencia de las mismas se ubica entre 82% a 84% en base PCS[22], es decir 88% a 93% en base PCI[23] En el caso de calentadores de proceso, las eficiencias son de alrededor de 75% base PCS, o de 84% base PCI. En el escenario de línea base, esta eficiencia promedio se mantiene indefinidamente, gracias a operaciones de mantenimiento, mientras las pérdidas de vapor también continúan en el mismo nivel. ***Ruta tecnológica planteada:*** Optimización de sistemas de vapor y de calentamiento de proceso. ***Resultados esperados:*** Estas línea de acción reducirá el consumo de los equipos intervenidos en un 3% en promedio. Las emisiones de GyCEI de esta fuente se reducirían en la misma medida para el universo de equipos a los que se orienta la aplicación.

[22] Poder calorífico superior o bruto
[23] Poder calorífico inferior o neto

Esto representa una disminución de emisiones sobre las totales de línea base del sector de:

0.04 $MtCO_2e$ en 2030

0.04 $MtCO_2e$ en 2050

Alineación con instrumentos de la política nacional

- Plan Nacional de Desarrollo

IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.

- Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018

Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.
Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas.

- Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40.

Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.
Línea de acción M2.11. Reducir el consumo energético y las emisiones de GEI al ejecutar proyectos de eficiencia energética derivados de los diagnósticos energéticos integrales en los sectores petrolero, industrial y eléctrico.

Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información

PEMEX – Acopio de información de línea base, selección de equipo a intervenir y planeación general
SENER – PEMEX – Revisión y modificación (en su caso) a contratos de servicios
Tecnólogos o fabricantes de equipos – Realización de adecuaciones y equipamiento
PEMEX – Seguimiento a proyecto y verificación de incremento en eficiencia
PEMEX – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores

Plazo de Ejecución

Debido a la complejidad implicada en la implementación de la medida y al programa de salida a mantenimiento mayor de equipos, el plazo de ejecución para esta acción se considera de 5 años, iniciando en 2020 y finalizando en 2024.

Potencial de abatimiento

0.04 $MtCO_2e$ en 2030
0.04 $MtCO_2e$ en 2050
(esta información se revisará o confirmará en el 4º reporte)

Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados

Rango de -100 USD/t CO_{2eq} a -550 USD/t CO_{2eq}
Ref. MACC para PEMEX de acuerdo con PAC 2013 para modernización de calderas y hornos (valor bajo); Sectoral Emissions Reduction Potentials and Economic Costs for Climate Change – Industry and refinery sectors, Ecofys 2009 (valor alto)

Indicadores de seguimiento y de impacto

Impacto: $tCO_2e_{calderas_y_hornos}$ / $MMPC_{gas_procesado}$ (alcance 1)
Seguimiento: Eficiencia térmica de equipos, índices de intensidad energética para equipos intervenidos, registro de recuperación de condensado y agua de repuesto vs. producción de vapor

Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.

- Equipamiento y procedimiento para determinación de eficiencia de calderas y hornos en campo y registro de información
- Verificación de condiciones o equipamiento suplementario de equipo de medición de combustible y

temperatura a calderas y hornos y de puntos para establecer balance de vapor en equipos
- Procedimiento para estimación y reporte de emisiones de GyCEI
- Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI

Identificación inicial de co-beneficios potenciales

- Mejora en calidad del aire local
- Mejora en seguridad energética al conservar recursos
- Mejor control de proceso

Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector

No se identifican

Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)

1) Análisis legal de mecanismos y procedimientos para implementación y gestión de adecuación, en su caso.
2) Elaboración de plan general de intervención, con base en línea base, medición y bitácora de operación de equipos, incluyendo indicadores para seguimiento.
3) Definición de tecnologías y horizontes de mejora esperados.
4) Proceso de contratación o licitación
5) Implementación de tecnologías de mejora en eficiencia energética mediante el suministro de equipamiento e instalación y prueba de los mismos
6) Medición de resultados y establecimiento de plan de seguimiento a acciones implementadas

Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC

Se estimará de acuerdo con línea base definitiva y definición final de líneas de mitigación del sector

Líneas de tiempo para la instrumentación

2020: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 20% de total
2021: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 40% de total
2022: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 60% de total
2023: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 80% de total
2024: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 100% de total
2021 – 2030: Se vigila el desempeño con el final de mantener el nivel de eficiencia de equipos

Marco político y normativo vigente

- Ley General de Cambio Climático
- Ley de Petróleos Mexicanos

Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso

FOTEASE de SENER
Potencial financiamiento privado, sujeto a la implementación de esquemas de beneficios compartidos que permita monetización de resultados

Financiamiento al carbono:
Podría participar como PoA

Financiamiento internacional:
Organismos financieros multilaterales (p.ej. Banco Mundial, BID)
Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras

Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación

La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI potenciaría la aplicación de esta y otras medidas similares

Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro

Existen diversas tecnologías de mejora en eficiencia energética que pueden aplicarse, entre las más rentables el seguimiento al exceso de aire de combustión, el ajuste de compuertas en calentadores, la instalación de economizadores en calderas o la conversión de calentadores a tiro forzado con recuperación de calor.
Entre las acciones de disminución de pérdidas pueden señalarse la optimización de sistemas de trampas de vapor y sistemas de retorno de condensados, mejoras en aislamiento térmico, eliminación de fugas de vapor, reparación de

condensadores con fuga en equipos de impulsión mecánica a vapor, entre otras.

Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.

- Tiempo de respuesta y gestión en PEMEX
- Situación financiera de PEMEX
- Método de evaluación y asignación de recursos para proyectos en PEMEX
- Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados
- Configuración de sistemas en PEMEX e interacción con próximos proyectos de cogeneración
- Costeo de vapor no favorece a quienes operan con mayor eficiencia

7.1.2.2. Mitigación neta por proyecto de cogeneración Cactus

Descripción

Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través de la instalación de una planta de cogeneración en las inmediaciones del CPG Cactus en Reforma, Chiapas, para suministrar vapor a dicho CPG y energía eléctrica al mismo y a diversas instalaciones de PEMEX.

Segmento de cadena de valor involucrado: Midstream

GyCEI generados sujetos a mitigación: CO_2, CH_4, N_2O y CN

Mecanismo de generación de GyCEI: Emisiones por combustión fósil en equipos estacionarios

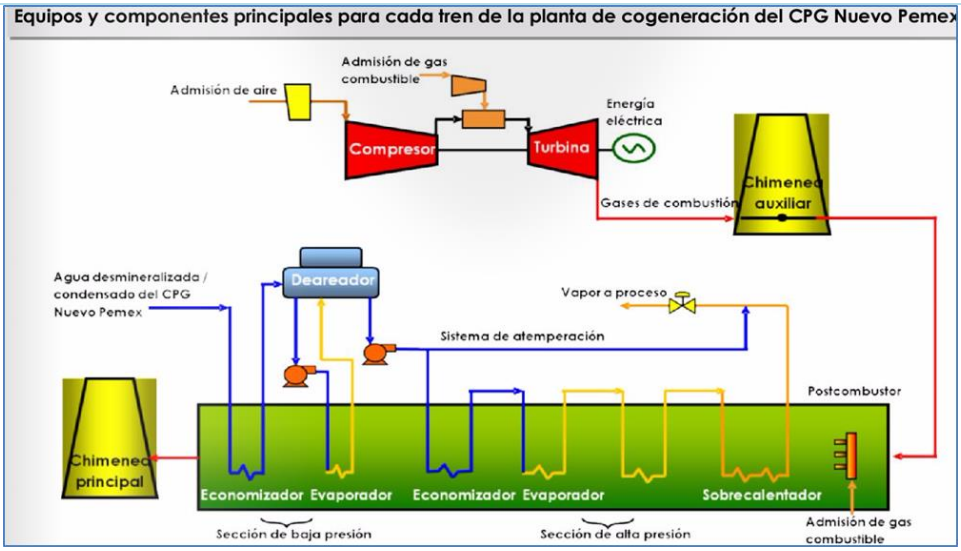
Situación actual y escenario de línea base: El CPG Cactus opera varias calderas de vapor para alimentar a sus equipos de proceso, sistemas de calentamiento, equipos de accionamiento mecánico y de generación eléctrica.

En el CPG Cactus, parte del vapor también es producto de la recuperación de calor de escapes de turbinas a gas, por lo que su intensidad energética es menor a la de otros centros de la misma región.

Ruta tecnológica planteada: Instalación de planta de cogeneración que genere vapor y electricidad fuera de los límites de baterías de PEMEX.

El proyecto consiste en un ciclo de turbina a gas con generación de vapor a través de la recuperación del calor de gases de escape de la turbina.

A falta de detalles técnicos, sólo se conoce que su configuración será igual en concepto a la del proyecto de cogeneración Nuevo Pemex, actualmente en operación. El esquema de tal instalación se muestra a continuación:



Resultados esperados: Se indica de acuerdo con información pública de PEMEX, que el proyecto tendrá el efecto de reducir 0.65 $MtCO_2e$/año. A falta de información, se considera que tal número es neto, por lo que ya está contemplado el efecto de reducción o incremento de emisiones en otras instalaciones que recibirán electricidad, además de la reducción para el CPG Cactus.

Esto representa una disminución de emisiones sobre las totales de línea base del sector de:

0.65 $MtCO_2e$ en 2030

0.65 $MtCO_2e$ en 2050

Alineación con instrumentos de la política nacional

- Plan Nacional de Desarrollo

IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.

- Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018

Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.
Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas.

- Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40.

Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.
Línea de acción M2.11. Reducir el consumo energético y las emisiones de GEI al ejecutar proyectos de eficiencia energética derivados de los diagnósticos energéticos integrales en los sectores petrolero, industrial y eléctrico.

Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información

PEMEX – Acopio de información de línea base, selección de equipo a intervenir y planeación general
SENER – PEMEX – Revisión y modificación (en su caso) a contratos de servicios
Tecnólogos o fabricantes de equipos – Realización de adecuaciones y equipamiento
PEMEX – Seguimiento a proyecto y verificación de incremento en eficiencia

PEMEX – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores
Plazo de Ejecución
Debido a la necesidad de definir la adjudicación del contrato finalmente y al tiempo de construcción para este tipo de instalaciones, se estima que el proyecto podría estar operando en 2021.
Potencial de abatimiento
0.65 $MtCO_2e$ en 2030 0.65 $MtCO_2e$ en 2050 (esta información se revisará o confirmará en el 4º reporte)
Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados
Rango de 10 USD/t CO_{2eq} a 13 USD/t CO_{2eq} (Ref. MACC para PEMEX de acuerdo con PAC 2013 (valor bajo) para cogeneración; McKinsey & Company, 2012, *Cogeneración, petróleo y gas*)
Indicadores de seguimiento y de impacto
Impacto: tCO_2e / $MWh_{térmico;}$ tCO_2e / $MWh_{eléctrico}$ (alcance 1) Seguimiento: Eficiencia térmica de equipos, índices de intensidad energética para energía térmica y eléctrica y parámetros relacionados con metodología de cálculo aplicada para todas las instalaciones que intervienen
Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.
• Equipamiento y procedimiento para determinación de eficiencia de generación eléctrica y térmica en instalaciones que reciben electricidad y/o vapor, incluyendo un grupo de trabajo con liderazgo identificado • Mediciones de línea base y de operación de proyecto para determinación de comportamiento global de emisiones • Equipamiento suplementario a equipos para medición de parámetros relevantes • Procedimiento para estimación y reporte de emisiones de GyCEI • Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI • Verificación de reporte de emisiones, incluyendo leakage intersectorial (las emisiones de la planta ahora se considerarán en el sector energía)
Identificación inicial de co-beneficios potenciales
- Mejora en calidad del aire local - Mejora en seguridad energética al conservar recursos - Mayor confiabilidad operativa - Reducción de costos de operación y mantenimiento de equipos mayores
Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector
No se identifican
Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)
1) Análisis técnico – económico y legal para proyecto. 2) Definición de tecnologías y horizontes de mejora esperados. 3) Proceso de contratación o licitación 4) Construcción y puesta en marcha del proyecto 5) Medición de parámetros y establecimiento de plan de seguimiento a desempeño ambiental (GyCEI) de nuevas instalaciones.
Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC
Se estimará de acuerdo con línea base definitiva y definición final de líneas de mitigación del sector
Líneas de tiempo para la instrumentación
2021: Inicio de operación de cogeneración en Cactus 2021 en adelante: Se vigila el desempeño con el fin de mantener el nivel de eficiencia y condiciones de suministro de energía
Marco político y normativo vigente
• Ley General de Cambio Climático • Ley de Petróleos Mexicanos
Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso

Financiamiento privado, dado el esquema seguido en otros proyectos

Financiamiento al carbono:
Podría participar como PoA con proyectos no implementados en otras áreas de Pemex Transformación Industrial

Financiamiento internacional:
Organismos financieros multilaterales (ej. Banco Mundial, BID), al desarrollador
Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras

Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación

La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI potenciaría la aplicación de esta y otras medidas similares bajo esquemas novedosos dentro de instalaciones de toda la cadena de valor del petróleo y el gas natural

Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro

Existen diversas tecnologías para cogeneración. La tendencia seguida por PEMEX de grandes plantas para venta de excedentes tiene limitaciones y puede mermar la competitividad de algunas de las participantes puesto que los obligan a parar sus equipos de generación eléctrica a contrapresión y ahora generan vapor sin aprovechar el salto entálpico.
La tendencia actual y a futuro es la cogeneración distribuida, concepto que en el CPG Cactus ha sido aplicado desde hace algunos años, con resultados mixtos por aspectos de mantenimiento.

Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.

- Situación financiera de PEMEX
- Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados en el sistema complejo de todos los participantes

7.1.2.3. Reducción de intensidad energética en complejos procesadores de gas

Descripción

Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través del incremento de eficiencia sistémica en los complejos procesadores de gas.

Segmento de cadena de valor involucrado: Midstream

GyCEI generados sujetos a mitigación: CO_2, CH_4, N_2O y CN

Mecanismo de generación de GyCEI: 1 – Emisiones por combustión fósil en equipos estacionarios; 2 - Emisiones fugitivas por venteos de proceso.

Situación actual y escenario de línea base: De acuerdo con la información disponible de gas a proceso y de emisiones de GEI de los CPG de Pemex Transformación Industrial, la intensidad de emisiones de CO_2 y CH_4 combinados es de alrededor de 3.55 $tCO_2e/MMPC_{gas_a_proceso}$[24,25]

Por otra parte, las emisiones promedio específicas de plantas de gas de configuraciones similares en EE. UU., según un estudio de benchmarking que goza de amplio reconocimiento (Chow, 2014), es de 2.61 $tCO_2e/MMPC_{gas_a_proceso}$, es decir, 26.5% menores, con valores entre 1.77 $tCO_2e/MMPC_{gas_a_proceso}$ y 3.39 $tCO_2e/MMPC_{gas_a_proceso}$.

[24] Millones de pies cúbicos
[25] Estimación realizada a partir de datos de PEMEX, afectados por diferencia en gas a proceso entre año de reporte y 2016

Es importante resaltar que la planta con el factor de emisión mayor, no incorpora cogeneración, por lo cual su factor al considerar tal condición sería un 20% menor, si adoptara el mismo tipo de implementación que por ejemplo, el proyecto Nuevo Pemex.

En el escenario de línea base, la intensidad energética se mantiene, dado que los equipos están bien operados y mantenidos y dada su edad no tienen un margen de mejora apreciable.

Ruta tecnológica planteada: Reducción de intensidad energética a través de mejora sistémica en CPG.

Resultados esperados: Se espera que las necesidades energéticas se reduzcan en 15% respecto de la línea base, una vez considerada en la magnitud de la misma el efecto de otras medidas señaladas.

Esto representa una disminución de emisiones sobre las totales de línea base del sector de:

0.15 $MtCO_2e$ en 2030

0.31 $MtCO_2e$ en 2050

Alineación con instrumentos de la política nacional

- Plan Nacional de Desarrollo

IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.

- Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018

Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.
Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas.

- Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40.

Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.
Línea de acción M2.11. Reducir el consumo energético y las emisiones de GEI al ejecutar proyectos de eficiencia energética derivados de los diagnósticos energéticos integrales en los sectores petrolero, industrial y eléctrico.

Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información

PEMEX – Acopio de información de línea base, selección de equipo a intervenir y planeación general
SENER – PEMEX – Revisión y modificación (en su caso) a contratos de servicios y licitaciones para estudios y suministros
Tecnólogos o fabricantes de equipos – Realización de adecuaciones y equipamiento
PEMEX – Seguimiento a proyecto y verificación de incremento en eficiencia
PEMEX – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores

Plazo de Ejecución

Debido a la alta complejidad implicada en la implementación de la medida y al programa de salida a mantenimiento mayor de equipo de varias instalaciones, el plazo de ejecución para esta acción se considera de 10 años, iniciando en 2026 y finalizando en 2035.

Potencial de abatimiento

0.15 $MtCO_2e$ en 2030
0.31 $MtCO_2e$ en 2050

(esta información se revisará o confirmará en el 4º reporte)
Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados
-40 USD/t CO_{2eq} (Ref.; McKinsey & Company, 2012, *Eficiencia energética que requiere inversiones significativas a nivel de unidades de proceso, petróleo y gas*
Indicadores de seguimiento y de impacto
Impacto: tCO_2e / $MMPC_{gas_procesado}$ (alcance 1) **Seguimiento:** Consumo energético, gas a proceso, mediciones de parámetros individualizados por unidades de proceso.
Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.
• Equipamiento y procedimiento para determinación de eficiencia de equipo de proceso y servicios auxiliares • Verificación de condiciones o equipamiento suplementario de equipo de medición de combustible y temperatura a calderas y hornos y de puntos para establecer balance de vapor en equipos • Procedimiento para estimación y reporte de emisiones de GyCEI • Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI
Identificación inicial de co-beneficios potenciales
- Mejora en calidad del aire local - Mejora en seguridad energética al conservar recursos
Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector
No se identifican
Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)
1) Análisis técnico – económico y legal para proyecto. 2) Definición de tecnologías y horizontes de mejora esperados. 3) Proceso de contratación o licitación 4) Construcción y puesta en marcha del proyecto 5) Medición de parámetros y establecimiento de plan de seguimiento a desempeño ambiental (GyCEI) de nuevas instalaciones.
Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC
Se estimará de acuerdo con línea base definitiva y definición final de líneas de mitigación del sector
Líneas de tiempo para la instrumentación
2026: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 10% de total 2027: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 20% de total 2028: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 30% de total 2029: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 40% de total 2030: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 50% de total 2031: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 60% de total 2032: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 70% de total 2033: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 80% de total 2034: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 90% de total 2035: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 100% de total 2035 en adelante: Se vigila el desempeño con el final de mantener el nivel de intensidad energética
Marco político y normativo vigente
• Ley General de Cambio Climático • Ley de Petróleos Mexicanos
Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso
FOTEASE de SENER *Financiamiento al carbono:* Podría participar como PoA

Financiamiento internacional:
Organismos financieros multilaterales (p.ej. Banco Mundial, BID)
Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras
Estudios podrían ser financiados por organismos de colaboración internacional (p.ej. ECCC, GIZ, USAID)

Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación

La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI potenciaría la aplicación de esta y otras medidas similares

Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro

Existen diversas tecnologías de mejora en intensidad energética que pueden aplicarse, entre las más utilizadas y efectivas se encuentran soluciones tales como modificación de redes de intercambio de calor para integración térmica, cambio de catalizadores y equipo de proceso mejorado, cogeneración distribuida, entre otras, así como mejoras mayores a equipos de calentamiento de proceso.

Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.

- Tiempo de respuesta y gestión en PEMEX
- Situación financiera de PEMEX
- Método de evaluación y asignación de recursos para proyectos en PEMEX
- Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados
- Configuración de sistemas en PEMEX e interacción con próximos proyectos de cogeneración
- Magnitud de inversión requerida significa participación de muchas instituciones, haciendo más difíciles los acuerdos y flujo de efectivo durante periodos de tiempo prolongados.

7.1.3. Rutas tecnológicas de instrumentación evaluadas para el subsector refinación de petróleo crudo.

7.1.3.1. Reducción de consumo de energía en sistemas de vapor y calentamiento de proceso

Descripción

Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través del incremento de eficiencia en calderas y calentadores a vapor o por disminución de pérdidas en sistemas de vapor de refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

Segmento de cadena de valor involucrado: Downstream

GyCEI generados sujetos a mitigación: CO_2, CH_4, N_2O y CN

Mecanismo de generación de GyCEI: Emisiones por combustión fósil en equipos estacionarios

Situación actual y escenario de línea base: Se estima que alrededor del 80% del total del combustible empleado en las actividades del subsector refinación de crudo en México se utiliza en sistemas de vapor y en calentadores de proceso.
En el caso de las calderas de vapor, se estima que la eficiencia de las mismas se ubica entre 82% a 84% en base PCS[26], es decir 88% a 93% en base PCI[27]
En el caso de calentadores de proceso, las eficiencias son de alrededor de 75% base PCS, o de 84% base PCI.

[26] Poder calorífico superior o bruto
[27] Poder calorífico inferior o neto

En el escenario de línea base, esta eficiencia promedio se mantiene indefinidamente, gracias a operaciones de mantenimiento, mientras las pérdidas de vapor también continúan en el mismo nivel.

Ruta tecnológica planteada: Optimización de sistemas de vapor y de calentamiento de proceso.

Resultados esperados: Esta línea de acción reducirá el consumo de los equipos intervenidos en un 4% en promedio. Las emisiones de GyCEI de esta fuente se reducirían en la misma medida para el universo de equipos a los que se orienta la aplicación.

Esto representa una disminución de emisiones sobre las totales de línea base del sector de:

0.77 $MtCO_2e$ en 2030

0.77 $MtCO_2e$ en 2050

Alineación con instrumentos de la política nacional

- Plan Nacional de Desarrollo

IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.

- Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018

Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.
Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas.

- Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40.

Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.
Línea de acción M2.11. Reducir el consumo energético y las emisiones de GEI al ejecutar proyectos de eficiencia energética derivados de los diagnósticos energéticos integrales en los sectores petrolero, industrial y eléctrico.

Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información

PEMEX – Acopio de información de línea base, selección de equipo a intervenir y planeación general
SENER – PEMEX – Revisión y modificación (en su caso) a contratos de servicios
Tecnólogos o fabricantes de equipos – Realización de adecuaciones y equipamiento
PEMEX – Seguimiento a proyecto y verificación de incremento en eficiencia
PEMEX – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores

Plazo de Ejecución

Debido a la complejidad implicada en la implementación de la medida y al programa de salida a mantenimiento mayor de equipos, el plazo de ejecución para esta acción se considera de 5 años, iniciando en 2020 y finalizando en 2024.

Potencial de abatimiento

0.77 $MtCO_2e$ en 2030
0.77 $MtCO_2e$ en 2050
(esta información se revisará o confirmará en el 4º reporte)

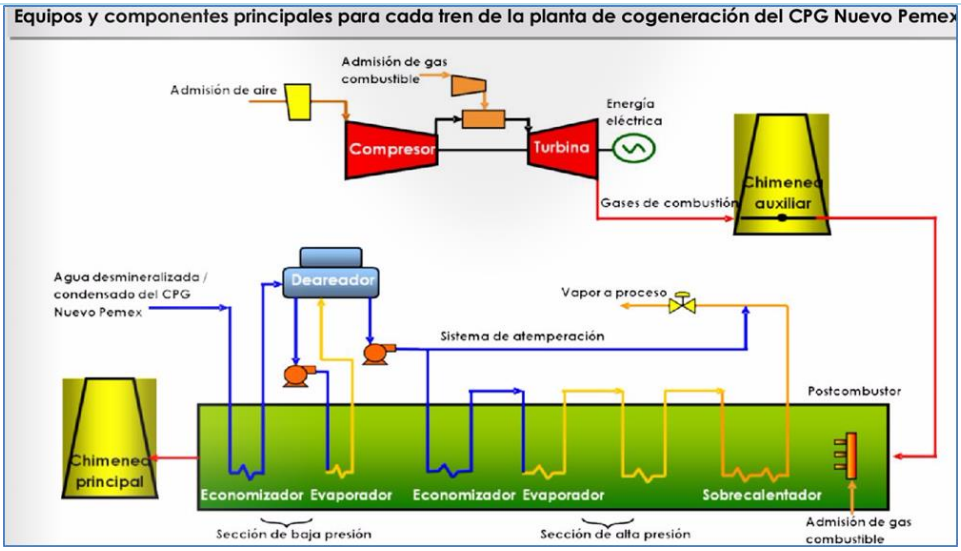
Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados

Rango de -100 USD/t CO_{2eq} a -550 USD/t CO_{2eq}
Ref. MACC para PEMEX de acuerdo con PAC 2013 para modernización de calderas y hornos (valor bajo); Sectoral Emissions Reduction Potentials and Economic Costs for Climate Change – Industry and refinery sectors, Ecofys 2009

(valor alto)
Indicadores de seguimiento y de impacto
Impacto: $tCO_2e_{calderas_y_hornos}$ / $MMPC_{crudo_procesado}$ (alcance 1) – Debe ajustarse valor acorde a calidad de crudo a proceso **Seguimiento:** Eficiencia térmica de equipos, índices de intensidad energética para equipos intervenidos, registro de recuperación de condensado y agua de repuesto vs. producción de vapor
Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.
• Equipamiento y procedimiento para determinación de eficiencia de calderas y hornos en campo y registro de información • Verificación de condiciones o equipamiento suplementario de equipo de medición de combustible y temperatura a calderas y hornos y de puntos para establecer balance de vapor en equipos • Procedimiento para estimación y reporte de emisiones de GyCEI • Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI
Identificación inicial de co-beneficios potenciales
- Mejora en calidad del aire local - Mejora en seguridad energética al conservar recursos - Mejor control de procesos
Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector
No se identifican
Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)
1) Análisis legal de mecanismos y procedimientos para implementación y gestión de adecuación, en su caso. 2) Elaboración de plan general de intervención, con base en línea base, medición y bitácora de operación de equipos, incluyendo indicadores para seguimiento. 3) Definición de tecnologías y horizontes de mejora esperados. 4) Proceso de contratación o licitación 5) Implementación de tecnologías de mejora en eficiencia energética mediante el suministro de equipamiento e instalación y prueba de los mismos 6) Medición de resultados y establecimiento de plan de seguimiento a acciones implementadas
Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC
Se estimará de acuerdo con línea base definitiva y definición final de líneas de mitigación del sector
Líneas de tiempo para la instrumentación
2020: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 20% de total 2021: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 40% de total 2022: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 60% de total 2023: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 80% de total 2024: Se aplican intervenciones para mitigación de 20% del total – mitigación acumulada 100% de total 2021 – 2030: Se vigila el desempeño con el final de mantener el nivel de eficiencia de equipos
Marco político y normativo vigente
• Ley General de Cambio Climático • Ley de Petróleos Mexicanos
Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso
FOTEASE de SENER Potencial financiamiento privado, sujeto a la implementación de esquemas de beneficios compartidos que permita monetización de resultados *Financiamiento al carbono:* Podría participar como PoA *Financiamiento internacional:* Organismos financieros multilaterales (ej. Banco Mundial, BID)

Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras
Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación
La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI potenciaría la aplicación de esta y otras medidas similares
Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro
Existen diversas tecnologías de mejora en eficiencia energética que pueden aplicarse, entre las más rentables el seguimiento al exceso de aire de combustión, el ajuste de compuertas en calentadores, la instalación de economizadores en calderas o la conversión de calentadores a tiro forzado con recuperación de calor. Entre las acciones de disminución de pérdidas pueden señalarse la optimización de sistemas de trampas de vapor y sistemas de retorno de condensados, mejoras en aislamiento térmico, eliminación de fugas de vapor, reparación de condensadores con fuga en equipos de impulsión mecánica a vapor, entre otras.
Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.
• Tiempo de respuesta y gestión en PEMEX • Situación financiera de PEMEX • Método de evaluación y asignación de recursos para proyectos en PEMEX • Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados • Configuración de sistemas en PEMEX e interacción con próximos proyectos de cogeneración • Costeo de vapor no favorece a quienes operan con mayor eficiencia

7.1.3.2. Mitigación neta por proyectos de cogeneración Tula, Salina Cruz y Cadereyta
Descripción
Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través de la instalación de plantas de cogeneración en las inmediaciones de las refinerías Miguel Hidalgo, en Tula, Hgo., Antonio Dovalí Jaime, en Salina Cruz, Oax., y Hector Lara Sosa, en Cadereyta, N.L., para suministrar vapor a dichas refinerías y energía eléctrica a las mismas y a diversas instalaciones de PEMEX. ***Segmento de cadena de valor involucrado:*** Downstream ***GyCEI generados sujetos a mitigación:*** CO_2, CH_4, N_2O y CN ***Mecanismo de generación de GyCEI:*** Emisiones por combustión fósil en equipos estacionarios ***Situación actual y escenario de línea base:*** Las refinerías en cuestión operan varias calderas de vapor para alimentar a sus equipos de proceso, sistemas de calentamiento, equipos de accionamiento mecánico y de generación eléctrica. ***Ruta tecnológica planteada:*** Instalación de plantas de cogeneración para la producción de vapor y electricidad fuera de los límites de baterías de PEMEX. El proyecto consiste en un ciclo de turbina a gas con generación de vapor a través de la recuperación del calor de gases de escape de la turbina. A falta de detalles técnicos, sólo se conoce que su configuración será igual en concepto a la del proyecto de cogeneración Nuevo Pemex, actualmente en operación. El esquema de tal instalación se muestra a continuación:



Resultados esperados: Se indica de acuerdo con información pública de PEMEX, que los proyectos en su conjunto tendrán el efecto de reducir 4.00 $MtCO_2e$/año (Tula 1.50 $MtCO_2e$/año, Salina Cruz 1.40 $MtCO_2e$/año y Cadereyta 1.10 $MtCO_2e$/año). A falta de mayor información, se considera que tal número es neto, por lo que ya está contemplado el efecto de reducción o incremento de emisiones en otras instalaciones que recibirán electricidad, además de la reducción para cada una de las refinerías señaladas.

Esto representa una disminución de emisiones sobre las totales de línea base del sector de:

4.00 $MtCO_2e$ en 2030

4.00 $MtCO_2e$ en 2050

Alineación con instrumentos de la política nacional

- Plan Nacional de Desarrollo

IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.

- Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018

Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.
Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas.

- Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40.

Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.
Línea de acción M2.11. Reducir el consumo energético y las emisiones de GEI al ejecutar proyectos de eficiencia energética derivados de los diagnósticos energéticos integrales en los sectores petrolero, industrial y eléctrico.

Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información

PEMEX – Acopio de información de línea base, selección de equipo a intervenir y planeación general
SENER – PEMEX – Revisión y modificación (en su caso) a contratos de servicios
Tecnólogos o fabricantes de equipos – Realización de adecuaciones y equipamiento

PEMEX – Seguimiento a proyecto y verificación de incremento en eficiencia PEMEX – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores
Plazo de Ejecución
Debido a la necesidad de definir la adjudicación del contrato finalmente y al tiempo de construcción para este tipo de instalaciones, se estima que el proyecto podría estar operando en 2021.
Potencial de abatimiento
4.00 $MtCO_2e$ en 2030 4.00 $MtCO_2e$ en 2050 (esta información se revisará o confirmará en el 4º reporte)
Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados
Rango de 10 USD/t CO_{2eq} a 13 USD/t CO_{2eq} (Ref. MACC para PEMEX de acuerdo con PAC 2013 (valor bajo) para cogeneración; McKinsey & Company, 2012, *Cogeneración, petróleo y gas*)
Indicadores de seguimiento y de impacto
Impacto: tCO_2e / $MWh_{térmico;}$ tCO_2e / $MWh_{eléctrico}$ (alcance 1) Seguimiento: Eficiencia térmica de equipos, índices de intensidad energética para energía térmica y eléctrica y parámetros relacionados con metodología de cálculo aplicada para todas las instalaciones que intervienen
Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.
• Equipamiento y procedimiento para determinación de eficiencia de generación eléctrica y térmica en instalaciones que reciben electricidad y/o vapor, incluyendo un grupo de trabajo con liderazgo identificado • Mediciones de línea base y de operación de proyecto para determinación de comportamiento global de emisiones • Equipamiento suplementario a equipos para medición de parámetros relevantes • Procedimiento para estimación y reporte de emisiones de GyCEI • Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI • Verificación de reporte de emisiones, incluyendo leakage intersectorial (las emisiones de la planta ahora se considerarán en el sector energía)
Identificación inicial de co-beneficios potenciales
- Mejora en calidad del aire local - Mejora en seguridad energética al conservar recursos - Mayor confiabilidad operativa - Reducción de costos de operación y mantenimiento de equipos mayores
Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector
No se identifican
Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)
1) Análisis técnico – económico y legal para proyecto. 2) Definición de tecnologías y horizontes de mejora esperados. 3) Proceso de contratación o licitación 4) Construcción y puesta en marcha del proyecto 5) Medición de parámetros y establecimiento de plan de seguimiento a desempeño ambiental (GyCEI) de nuevas instalaciones.
Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC
Se estimará de acuerdo con línea base definitiva y definición final de líneas de mitigación del sector
Líneas de tiempo para la instrumentación
2021: Inicio de operación de cogeneración en Tula – Mitigación de 1.50 $MtCO_2e$/año 2023: Inicio de operación de cogeneración en Salina Cruz – Mitigación combinada de 2.90 $MtCO_2e$/año 2025: Inicio de operación de cogeneración en Cadereyta – Mitigación combinada de 4.00 $MtCO_2e$/año 2021 en adelante: Se vigila el desempeño con el final de mantener el nivel de eficiencia y condiciones de suministro de energía
Marco político y normativo vigente

- Ley General de Cambio Climático
- Ley de Petróleos Mexicanos

Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso

Financiamiento privado, dado el esquema seguido en otros proyectos

Financiamiento al carbono:
Podría participar como PoA con proyectos no implementados en otras áreas de Pemex Transformación Industrial

Financiamiento internacional:
Organismos financieros multilaterales (ej. Banco Mundial, BID), al desarrollador
Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras

Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación

La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI potenciaría la aplicación de esta y otras medidas similares bajo esquemas novedosos dentro de instalaciones de toda la cadena de valor del petróleo y el gas natural

Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro

Existen diversas tecnologías para cogeneración. La tendencia seguida por PEMEX de grandes plantas para venta de excedentes tiene limitaciones y puede mermar la competitividad de algunas de las participantes puesto que los obligan a parar sus equipos de generación eléctrica a contrapresión y ahora generan vapor sin aprovechar el salto entálpico.
La tendencia actual y a futuro es la cogeneración distribuida, lo cual presenta ventajas en aplicaciones determinadas, pudiendo llegar a MAC de -60 USD/tCO_2e.

Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.

- Situación financiera de PEMEX
- Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados en el sistema complejo de todos los participantes

7.1.3.3. Reducción de intensidad energética en refinerías del SNR

Descripción

Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través del incremento de eficiencia sistémica en las refinerías del SNR.

Segmento de cadena de valor involucrado: Downstream

GyCEI generados sujetos a mitigación: CO_2, CH_4, N_2O y CN

Mecanismo de generación de GyCEI: 1 **–** Emisiones por combustión fósil en equipos estacionarios; 2 - Emisiones fugitivas por venteos de proceso.

Situación actual y escenario de línea base: De acuerdo con análisis realizados por Pemex Transformación Industrial y según los resultados del índice de intensidad energética Solomon de las refinerías del SNR, sería posible reducir su consumo energético hasta en un 25%.

No obstante, se considera a nivel internacional[28], que el potencial económico se ubica entre 10% y 15%.

[28] Ecofys, 2009

Existe actualmente un programa para reducir dicho índice de intensidad energética en el SNR, pero ante la falta de recursos y prioridades de proceso, el mismo no ha sido fondeado en su totalidad ni se han dado seguimiento a todas las actividades del mismo, aún en un estado inicial. Dicho programa se orienta a la reducción de 10 puntos del índice de intensidad energética Solomon.

En el escenario de línea base, la intensidad energética se mantiene, dado que los equipos están bien operados y mantenidos y dada su edad no tienen un margen de mejora apreciable sin inversiones para las que en estos momentos no se cuenta con recursos suficientes por la magnitud involucrada de los mismos.

Ruta tecnológica planteada: Reducción de intensidad energética a través de mejora sistémica en refinerías del SNR.

Resultados esperados: Se espera que las necesidades energéticas se reduzcan en 10% respecto de la línea base, una vez considerada en la magnitud de la misma el efecto de otras medidas señaladas.

Esto representa una disminución de emisiones sobre las totales de línea base del sector de:

0.72 $MtCO_2e$ en 2030

1.45 $MtCO_2e$ en 2050

Alineación con instrumentos de la política nacional

- Plan Nacional de Desarrollo

IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.

- Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018

Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.
Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas.

- Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40.

Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.
Línea de acción M2.11. Reducir el consumo energético y las emisiones de GEI al ejecutar proyectos de eficiencia energética derivados de los diagnósticos energéticos integrales en los sectores petrolero, industrial y eléctrico.

Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información

PEMEX – Acopio de información de línea base, selección de equipo a intervenir y planeación general
SENER – PEMEX – Revisión y modificación (en su caso) a contratos de servicios y licitaciones para estudios y suministros
Tecnólogos o fabricantes de equipos – Realización de adecuaciones y equipamiento
PEMEX – Seguimiento a proyecto y verificación de incremento en eficiencia
PEMEX – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores

Plazo de Ejecución

Debido a la alta complejidad implicada en la implementación de la medida y al programa de salida a mantenimiento mayor de equipo de varias instalaciones, el plazo de ejecución para esta acción se considera de 10 años, iniciando en 2026 y finalizando en 2035.

Potencial de abatimiento

0.72 $MtCO_2e$ en 2030 1.45 $MtCO_2e$ en 2050 (esta información se revisará o confirmará en el 4º reporte)
Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados
-40 USD/t CO_{2eq} (Ref.; McKinsey & Company, 2012, *Eficiencia energética que requiere inversiones significativas a nivel de unidades de proceso, petróleo y gas)*
Indicadores de seguimiento y de impacto
Impacto: tCO_2e / $MMPC_{crudo_procesado}$ (alcance 1) (Debe ajustarse el valor si las condiciones del crudo de carga cambian) **Seguimiento:** Consumo energético, crudo a proceso, mediciones de parámetros individualizados por unidades de proceso.
Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.
• Equipamiento y procedimiento para determinación de eficiencia de equipo de proceso y servicios auxiliares • Verificación de condiciones o equipamiento suplementario de equipo de medición de combustible y temperatura a calderas y hornos y de puntos para establecer balance de vapor en equipos • Procedimiento para estimación y reporte de emisiones de GyCEI • Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI
Identificación inicial de co-beneficios potenciales
- Mejora en calidad del aire local - Mejora en seguridad energética al conservar recursos - Mejor control de procesos - Mayor factibilidad de elaboración de productos diferenciados por calidad
Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector
No se identifican
Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)
1) Análisis técnico – económico y legal para proyecto. 2) Definición de tecnologías y horizontes de mejora esperados. 3) Proceso de contratación o licitación 4) Construcción y puesta en marcha del proyecto 5) Medición de parámetros y establecimiento de plan de seguimiento a desempeño ambiental (GyCEI) de nuevas instalaciones.
Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC
Se estimará de acuerdo con línea base definitiva y definición final de líneas de mitigación del sector
Líneas de tiempo para la instrumentación
2026: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 10% de total 2027: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 20% de total 2028: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 30% de total 2029: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 40% de total 2030: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 50% de total 2031: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 60% de total 2032: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 70% de total 2033: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 80% de total 2034: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 90% de total 2035: Se aplican intervenciones para mitigación de 10% del total – mitigación acumulada 100% de total 2035 en adelante: Se vigila el desempeño con el fin de mantener el nivel de intensidad energética
Marco político y normativo vigente
• Ley General de Cambio Climático • Ley de Petróleos Mexicanos

Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso
FOTEASE de SENER (Se estima que los recursos disponibles sólo podrían apoyar esfuerzos parciales y de limitado alcance) *Financiamiento al carbono:* Podría participar como PoA en algunas formas de implementación, aunque no ha habido buen recibimiento de proyectos de refinerías en general. *Financiamiento internacional:* Organismos financieros multilaterales (p.ej. Banco Mundial, BID) Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras Estudios podrían ser financiados por organismos de colaboración internacional (p.ej. ECCC, GIZ, USAID)
Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación
La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI potenciaría la aplicación de esta y otras medidas similares
Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro
Existen diversas tecnologías de mejora en intensidad energética que pueden aplicarse, entre las más utilizadas y efectivas se encuentran soluciones tales como modificación de redes de intercambio de calor para integración térmica, optimización de hidrógeno, cambio de catalizadores y equipo de proceso mejorado, cogeneración distribuida, recuperación de energía mecánica, destilación avanzada, optimización de accionadores mecánicos y equipo de calentamiento de proceso de alta eficiencia, entre otras.
Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.
• Tiempo de respuesta y gestión en PEMEX • Situación financiera de PEMEX • Método de evaluación y asignación de recursos para proyectos en PEMEX • Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados • Configuración de sistemas en PEMEX e interacción con próximos proyectos de cogeneración • Magnitud de inversión requerida significa participación de muchas instituciones, haciendo más difíciles los acuerdos y flujo de efectivo durante periodos de tiempo prolongados.

7.1.4. Rutas tecnológicas de instrumentación evaluadas para el subsector elaboración de amoniaco.

7.1.4.1. Mitigación por mejora tecnológica
Descripción
Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través de la incorporación de mejoras tecnológicas en plantas de Petroquímica Cosoleacaque (PECOSA), de Pemex Fertilizantes. ***Segmento de cadena de valor involucrado:*** Elaboración de especialidades (Downstream extendido) ***GyCEI generados sujetos a mitigación:*** CO_2, CH_4, N_2O y CN ***Mecanismo de generación de GyCEI:*** 1 **–** Emisiones por combustión fósil en equipos estacionarios; 2 - Emisiones fugitivas por venteos de proceso de amoniaco.

Situación actual y escenario de línea base: Aunque no se han proveído datos, se estima que las operaciones de las plantas de amoniaco en Pemex Fertilizantes se encuentran en un nivel tecnológico promedio en Latinoamérica.

Lo anterior significa una energía específica en materia prima y combustibles alimentados a la planta de 33 GJ/TNH_3[29].

La capacidad de esta planta se encuentra en 1.58 $MtNH_3$/año (capacidad de proceso combinada de plantas V, VI y VII) y se espera que entre en operación la planta IV en 2018, adicionando una capacidad de 0.53 $MtNH_3$/año para llegar a una capacidad total de 2.13 $MtNH_3$/año, y que esta capacidad nominal de proceso total se mantenga sin cambio pues no se perfila crecimiento de instalaciones a nivel mundial después de 2030[30]. En cuanto a elaboración, se prevé que se pasará de un nivel de 0.53 $MtNH_3$ en 2016, a 1.71 $MtNH_3$, considerando un nivel de utilización de capacidad de planta de 85% para plantas V, VI y VII, y uno de 90% para planta IV, con una disponibilidad de 94%

Por otra parte, un proyecto denominado Topolobampo, y actualmente en desarrollo por PROMANEC, elaborará amoniaco con tecnología más avanzada. En este caso y de acuerdo a las características del proyecto, se estima que la energía específica en materia prima y combustibles alimentados a la planta será de 31 GJ/TNH_3.

Con base en lo anterior, se estimaron las emisiones de GEI de estas instalaciones, utilizando la metodología Tier 2 base energía de los lineamientos para el desarrollo de inventarios nacionales de GEI 2006 del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC).

El resultado de tales estimaciones es el de una línea base que en 2030 será de 4.57 $MtCO_2e$

En el escenario de línea base, las emisiones de GEI se mantendrán en ese nivel hasta 2050 cuando menos, para toda la capacidad instalada en México.

Ruta tecnológica planteada: Reducción de intensidad energética a través de incorporación de mejoras tecnológicas en plantas de Pemex Fertilizantes.

Resultados esperados: Se espera que las necesidades energéticas se reduzcan en 3 GJ/TNH_3[31] respecto de la línea base para las plantas indicadas

Con las capacidades estimadas, lo anterior representa una disminución de emisiones sobre las totales de línea base del sector de:

0.40 $MtCO_2e$ en 2030

0.40 $MtCO_2e$ en 2050

Alineación con instrumentos de la política nacional

- Plan Nacional de Desarrollo

IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.

- Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018

Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.
Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX

[29] International Energy Agency (2007); Tracking Industrial Energy Efficiency and CO2 Emissions; IEA, París
[30] Bourgault, C., Stork, M (2015); Fertilizers and Climate Change; Ecofys, Utrecht
[31] International Energy Agency (2007); Tracking Industrial Energy Efficiency and CO2 Emissions; IEA, París

mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas.

- Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40.

Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.

Línea de acción M2.11. Reducir el consumo energético y las emisiones de GEI al ejecutar proyectos de eficiencia energética derivados de los diagnósticos energéticos integrales en los sectores petrolero, industrial y eléctrico.

Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información

PEMEX – Acopio de información de línea base, selección de equipo a intervenir y planeación general
SENER – PEMEX – Revisión y modificación (en su caso) a contratos de servicios y licitaciones para estudios y suministros
Tecnólogos o fabricantes de equipos – Realización de adecuaciones y equipamiento
PEMEX – Seguimiento a proyecto y verificación de incremento en eficiencia
PEMEX – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores

Plazo de Ejecución

Debido a la complejidad implicada en la implementación de la medida y al programa de salida a mantenimiento mayor de equipo de varias instalaciones, el plazo de ejecución para esta acción se considera de varios años, pero puesto que no se tienen detalles de implementación, se considera que la mejora se alcanza en 2030 de manera total.

Potencial de abatimiento

0.40 $MtCO_2e$ 2030
0.40 $MtCO_2e$ en 2050
(esta información se revisará o confirmará en el 4º reporte)

Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados

-5 USD/t CO_{2eq}
(Ref.; McKinsey & Company, 2012, *Eficiencia energética que requiere inversiones significativas a nivel de unidades de proceso en rehabilitaciones, petróleo y gas)*

Indicadores de seguimiento y de impacto

Impacto: tCO_2e / tNH_3 (alcance 1) (Debe ajustarse el valor si las condiciones del gas de carga cambian)
Seguimiento: Consumo energético, gas a proceso, mediciones de parámetros individualizados por unidades de proceso.

Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.

- Equipamiento y procedimiento para determinación de eficiencia de equipo de proceso y servicios auxiliares
- Verificación de condiciones o equipamiento suplementario de equipo de medición de combustible y temperatura a calderas y hornos y de puntos para establecer balance de vapor en equipos
- Procedimiento para estimación y reporte de emisiones de GyCEI
- Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI

Identificación inicial de co-beneficios potenciales

- Mejora en calidad del aire local
- Mejora en seguridad energética al conservar recursos
- Mejor control de procesos

Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector

No se identifican

Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)

1) Análisis técnico – económico y legal para proyecto.
2) Definición de tecnologías y horizontes de mejora esperados.
3) Proceso de contratación o licitación

4) Construcción y puesta en marcha del proyecto
5) Medición de parámetros y establecimiento de plan de seguimiento a desempeño ambiental (GyCEI) de nuevas instalaciones.

Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC

Se estimará de acuerdo con línea base definitiva y definición final de líneas de mitigación del sector

Líneas de tiempo para la instrumentación

2030: Se obtiene la mitigación total estimada
2030 en adelante: Se vigila el desempeño con el fin de mantener el nivel de intensidad energética

Marco político y normativo vigente

- Ley General de Cambio Climático
- Ley de Petróleos Mexicanos

Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso

FOTEASE de SENER

Financiamiento al carbono:
Podría participar como PoA en algunas formas de implementación, aunque no ha habido buen recibimiento de proyectos de refinerías en general.

Financiamiento internacional:
Organismos financieros multilaterales (p.ej. Banco Mundial, BID)
Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras
Estudios podrían ser financiados por organismos de colaboración internacional (p.ej. ECCC, GIZ, USAID)

Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación

La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI potenciaría la aplicación de esta y otras medidas similares

Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro

Existen diversas tecnologías de mejora en intensidad energética que pueden aplicarse, entre las más utilizadas y efectivas se encuentran soluciones tales como modificación de redes de intercambio de calor para integración térmica, equipo de proceso mejorado, cogeneración distribuida, recuperación de energía mecánica, optimización de accionadores mecánicos, entre otras.

Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.

- Tiempo de respuesta y gestión en PEMEX
- Situación financiera de PEMEX
- Método de evaluación y asignación de recursos para proyectos en PEMEX
- Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados.

7.1.4.2. Proyecto de captura de CO_2 para recuperación mejorada de crudo (EOR)

Descripción

Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través de la conducción y uso de CO_2 de proceso de amoniaco para inyección en yacimientos de crudo en producción.

Segmento de cadena de valor involucrado: Upstream y elaboración de especialidades (Downstream extendido)

GyCEI generados sujetos a mitigación: CO_2

Mecanismo de generación de GyCEI: Emisiones fugitivas por venteos de proceso de amoniaco.

Situación actual y escenario de línea base: Por su propia naturaleza, el proceso de amoniaco por reformación a vapor y síntesis genera como subproducto una gran cantidad de CO_2.

Este gas, en caso de no tener un uso directo, es venteado a la atmósfera, contribuyendo al cambio climático.

En la actualidad, la mayor parte del CO_2 generado en el proceso de amoniaco en Pemex Fertilizantes se envía a la atmósfera.

En el escenario de línea base, se mantiene dicha condición indefinidamente.

Ruta tecnológica planteada: Inyección de CO_2 en al menos dos yacimientos de crudo idóneos, para incrementar presión y generar una mayor producción. El proyecto incluye la separación del CO_2 de la corriente de crudo producido, para reutilizarse nuevamente en el yacimiento.

Resultados esperados: Se espera que se incremente la producción de crudo en los yacimientos intervenidos, con el resultado de un secuestro permanente de al menos 50% del CO_2 inyectado. Al reutilizarse en el campo el CO_2 producido, el porcentaje de captura permanente se eleva a 73.75%.

Con las capacidades estimadas, lo anterior representa una disminución de emisiones sobre las totales de línea base del sector de:

0.32 $MtCO_2e$ en 2030

0.32 $MtCO_2e$ en 2050

Alineación con instrumentos de la política nacional

- Plan Nacional de Desarrollo

IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.

- Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018

Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.
Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas.

- Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40.

Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.

Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información

PEMEX – Acopio de información de línea base, selección de campos a intervenir y planeación general
PEMEX – Realización de pruebas piloto de EOR para identificar potenciales reales
SENER – PEMEX – Revisión y modificación (en su caso) a contratos de servicios y licitaciones para estudios y suministros
Tecnólogos o fabricantes de equipos – Realización de adecuaciones y equipamiento
PEMEX – Seguimiento a proyecto y verificación de incremento en eficiencia
PEMEX – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores

Plazo de Ejecución

Debido a que actualmente se desarrolla un emprendimiento piloto, se estima que podría inyectarse de manera

industrial CO_2 en el proyecto Campo Brillante, del Activo Integral Agua Dulce en 2021, mientras que en 2024 podría iniciarse una segunda operación de EOR de características similares en un campo cercano. Se estima que ante la posibilidad de mudar la inyección a otros campos cercanos una vez que se agote la posibilidad de extracción de crudo mediante EOR de manera económica, la mitigación se mantiene durante todo el horizonte de planeación.

Potencial de abatimiento

0.32 $MtCO_2e$ en 2030
0.32 $MtCO_2e$ en 2050
(esta información se revisará o confirmará en el 4º reporte)

Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados

0 USD/t CO_{2eq}
(Ref. En el esquema actual, Pemex Fertilizantes trasladaría su costo total de transporte a PEP; en caso de que se llegue a un acuerdo de precio por tonelada de CO_2, el costo marginal de abatimiento se tornaría negativo*)*

Indicadores de seguimiento y de impacto

Impacto: tCO_2e / tNH_3 (alcance 1) (Debe ajustarse el valor si las condiciones del gas de carga cambian)
Seguimiento: Flujo y pérdidas en transporte de CO_2, consumo energético, mediciones de parámetros relativos en ambas unidades (emisor y receptor)

Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.

- Equipamiento y procedimiento para determinación de consumo de energía y eficiencia de equipo de transporte de CO_2
- Medición de CO_2 transportado y recibido, producido y reinyectado
- MRV para determinación de emisiones transferidas o leakage
- Procedimiento para estimación y reporte de emisiones de GyCEI
- Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI

Identificación inicial de co-beneficios potenciales

- Emisiones por operación de proyecto (energía para compresión y transporte de CO_2) co-beneficio negativo
- Mejora en calidad del aire local
- Mejora en seguridad energética al conservar recursos

Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector

No se identifican

Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)

1) Análisis técnico – económico y legal para proyecto.
2) Definición de tecnologías y horizontes de mejora esperados.
3) Proceso de contratación o licitación
4) Construcción y puesta en marcha del proyecto
5) Medición de parámetros y establecimiento de plan de seguimiento a desempeño ambiental (GyCEI) de nuevas instalaciones.

Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC

Se estimará de acuerdo con línea base definitiva y definición final de líneas de mitigación del sector

Líneas de tiempo para la instrumentación

2021: Se inicia inyección en Campo Brillante – Mitigación de 50% de total proyectado
2024: Se inicia inyección en segundo campo – Mitigación acumulada de 100% de total proyectado
2024 en adelante: Se vigila el desempeño con el fin de mantener el nivel de desempeño del proyecto y su efecto neto de mitigación e incremento de producción.

Marco político y normativo vigente

- Ley General de Cambio Climático
- Ley de Petróleos Mexicanos

Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso

Financiamiento propio como proyecto productivo de PEP
FOTEASE de SENER
Posibilidad de financiamiento privado, en caso de que pueda monetizarse el servicio de transporte de CO_2

Financiamiento al carbono:
Podría participar como PoA en algunas formas de implementación.

Financiamiento internacional:
Organismos financieros multilaterales (p.ej. Banco Mundial, BID)
Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras
Estudios podrían ser financiados por organismos de colaboración internacional (p.ej. ECCC, GIZ, USAID)

Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación

La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI potenciaría la aplicación de esta y otras medidas similares

Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro

La tecnología de EOR mediante la inyección de CO_2 es una aplicación particularmente conveniente de CCS, si bien el efecto es parcial en cuanto a que parte del gas se pierde, dado que se rentabiliza por el valor de la producción adicional.
En México, la producción mediante EOR es incipiente, y de acuerdo con análisis realizados por PEMEX, las necesidades de CO_2 superan en gran medida la oferta que podría haber de todas las fuentes cercanas a los diferentes sitios de producción.

Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.

- Tiempo de respuesta y gestión en PEMEX
- Situación financiera de PEMEX
- Método de evaluación y asignación de recursos para proyectos en PEMEX
- Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados
- Desconocimiento de tecnología

7.1.4.3. Proyecto de mitigación neta por CCS posterior a recuperación mejorada de crudo (EOR)

Descripción

Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través de la inyección de CO_2 de proceso de amoniaco para en yacimientos de crudo para los que la producción no es económica después de EOR.

Segmento de cadena de valor involucrado: Upstream y elaboración de especialidades (Downstream extendido)

GyCEI generados sujetos a mitigación: CO_2

Mecanismo de generación de GyCEI: Emisiones fugitivas por venteos de proceso de amoniaco.

Situación actual y escenario de línea base: Por su propia naturaleza, el proceso de amoniaco por reformación a vapor y síntesis genera como subproducto una gran cantidad de CO_2.

Este gas, en caso de no tener un uso directo, es venteado a la atmósfera, contribuyendo al cambio climático.

En la actualidad, la mayor parte del CO_2 generado en el proceso de amoniaco en Pemex Fertilizantes se envía a la atmósfera, aunque existen proyectos para utilizarlo en EOR.

En el escenario de línea base, sólo el CO_2 utilizado en EOR es enviado hacia los campos intervenidos.

Ruta tecnológica planteada: Inyección de CO_2 posterior a la terminación de producción económica de crudo en campos con EOR, para CCS permanente, lo que se espera ocurra 9 años después del inicio de EOR.

Resultados esperados: Se espera que se pueda seguir inyectando CO_2 en campos sometidos a EOR por un período igual al de producción en la misma cantidad, hasta llegar a un nivel de presión que haga poco práctica la operación.

Con las capacidades estimadas y considerando un 10% de emisiones de proyecto, relativas al CO_2 secuestrado, lo anterior representa una disminución de emisiones sobre las totales de línea base del sector de:

0.22 $MtCO_2e$ en 2030

0.45 $MtCO_2e$ en 2050

Alineación con instrumentos de la política nacional

- Plan Nacional de Desarrollo

IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.

- Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018

Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.
Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas.

- Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40.

Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.

Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información

PEMEX – Determinación de transferencia de custodia de campos agotados a responsable de CCS
PEMEX – Realización de pruebas piloto de inyección continuada para determinar horizontes reales
Tecnólogos o fabricantes de equipos – Mantenimiento y adecuación de instalaciones de transporte e inyección
PEMEX – Seguimiento a proyecto y verificación de inyección neta
PEMEX – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores

Plazo de Ejecución

Inicio al terminar explotación económica (9 años después de inicio de EOR)
Se considera que puede inyectarse por un lapso similar al de inyección, por lo que puede continuar la misma mientras existan operaciones de EOR en la región

Potencial de abatimiento

0.22 $MtCO_2e$ en 2030
0.45 $MtCO_2e$ en 2050
(esta información se revisará o confirmará en el 4º reporte)

Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados

50 USD/t CO_{2eq}
(Ref. McKinsey & Company, 2012, *CCS para downstream, petróleo y gas* En el esquema actual, Pemex Fertilizantes trasladaría su costo total de transporte a PEP; en caso de que se llegue a un acuerdo de precio por tonelada de CO_2, que permita establecer reservas económicas durante el plazo de EOR anterior el costo marginal de abatimiento se reduciría*)*

Indicadores de seguimiento y de impacto

Impacto: tCO_2e / tNH_3 (alcance 1) (Debe ajustarse el valor si las condiciones del gas de carga cambian)
Seguimiento: Flujo y pérdidas en transporte de CO_2, consumo energético, mediciones de parámetros relativos en

ambas unidades (emisor y receptor)
Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.
• Equipamiento y procedimiento para determinación de consumo de energía y eficiencia de equipo de transporte de CO_2 • Medición de CO_2 transportado y recibido, producido y reinyectado • MRV para determinación de emisiones transferidas o leakage • Procedimiento para estimación y reporte de emisiones de GyCEI • Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI
Identificación inicial de co-beneficios potenciales
- Emisiones por operación de proyecto (energía para compresión y transporte de CO_2) co-beneficio negativo - Mejora en calidad del aire local - Mejora en seguridad energética al conservar recursos
Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector
No se identifican
Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)
1) Análisis técnico – económico y legal para proyecto. 2) Definición de tecnologías y horizontes de mejora esperados. 3) Proceso de contratación o licitación 4) Construcción y puesta en marcha del proyecto 5) Medición de parámetros y establecimiento de plan de seguimiento a desempeño ambiental (GyCEI) de nuevas instalaciones.
Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC
Se estimará de acuerdo con línea base definitiva y definición final de líneas de mitigación del sector
Líneas de tiempo para la instrumentación
2030: Se inicia inyección continuada en Campo Brillante – Mitigación de 50% de total proyectado 2033: Se inicia inyección continuada en segundo campo – Mitigación acumulada de 100% de total proyectado 2030 en adelante: Se vigila el desempeño con el fin de verificar el desempeño del proyecto y su efecto neto de mitigación.
Marco político y normativo vigente
• Ley General de Cambio Climático • Ley de Petróleos Mexicanos
Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso
FOTEASE de SENER *Financiamiento al carbono:* Podría participar como PoA en algunas formas de implementación. *Financiamiento internacional:* Organismos financieros multilaterales (p.ej. Banco Mundial, BID) Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras Estudios podrían ser financiados por organismos de colaboración internacional (p.ej. ECCC, GIZ, USAID)
Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación
La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI potenciaría la aplicación de esta y otras medidas similares
Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro
La CCS, posterior a inyección, reduce las necesidades de inversión, si bien puede competir con demanda adicional para EOR localmente, lo cual puede potenciar la captura aún con las pérdidas involucradas, pues rentabiliza operaciones. En México, la producción mediante EOR es incipiente, y de acuerdo con análisis realizados por PEMEX, las necesidades de CO_2 superan en gran medida la oferta que podría haber de todas las fuentes cercanas a los

diferentes sitios de producción, aunque para proyectos específicos puede no haber demanda para EOR después de algunos años.

Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.

- Tiempo de respuesta y gestión en PEMEX
- Situación financiera de PEMEX
- Método de evaluación y asignación de recursos para proyectos en PEMEX
- Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados

7.1.4.4. CCS para capacidad de producción firme de amoniaco en Pemex Fertilizantes

Descripción

Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través de la inyección de CO_2 de proceso de amoniaco para CCS directo en yacimientos agotados o domos salinos accesibles.

Segmento de cadena de valor involucrado: Elaboración de especialidades (Downstream extendido)

GyCEI generados sujetos a mitigación: CO_2

Mecanismo de generación de GyCEI: Emisiones fugitivas por venteos de proceso de amoniaco.

Situación actual y escenario de línea base: Por su propia naturaleza, el proceso de amoniaco por reformación a vapor y síntesis genera como subproducto una gran cantidad de CO_2.

Este gas, en caso de no tener un uso directo, es venteado a la atmósfera, contribuyendo al cambio climático.

En la actualidad, la mayor parte del CO_2 generado en el proceso de amoniaco en Pemex Fertilizantes se envía a la atmósfera, aunque existen proyectos para utilizarlo en EOR.

En el escenario de línea base, sólo el CO_2 utilizado en EOR o inyección continuada después de EOR es enviado hacia los campos intervenidos.

Ruta tecnológica planteada: Inyección de CO_2 en yacimientos agotados, domos salinos o formaciones adecuadas para CCS permanente, tomando como base CO_2 producido bajo escenario de capacidad firme de producción de NH_3.

Resultados esperados: Se espera que las operaciones de CCS permitan reducir las emisiones de CO_2 en caso que no haya otro uso o forma de captura para este gas.

Con las capacidades estimadas y considerando un 10% de emisiones de proyecto, relativas al CO_2 secuestrado, lo anterior representa una disminución de emisiones sobre las totales de línea base del sector de:

0.45 $MtCO_2e$ en 2030

0.45 $MtCO_2e$ en 2050

Alineación con instrumentos de la política nacional

- Plan Nacional de Desarrollo

IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo. • Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018 *Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.* *Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas.* • Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40. *Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.*
Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información
PEMEX – Acopio de información de línea base, selección de equipo a intervenir y planeación general PEMEX – Realización de pruebas piloto de EOR para identificar potenciales reales SENER – PEMEX – Revisión y modificación (en su caso) a contratos de servicios y licitaciones para estudios y suministros Tecnólogos o fabricantes de equipos – Realización de adecuaciones y equipamiento PEMEX – Seguimiento a proyecto y verificación de incremento en eficiencia PEMEX – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores
Plazo de Ejecución
Inicio en 2028 Se considera que puede inyectarse esta cantidad por todo el horizonte de planeación
Potencial de abatimiento
0.45 $MtCO_2e$ en 2030 0.45 $MtCO_2e$ en 2050 (esta información se revisará o confirmará en el 4º reporte)
Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados
55 USD/t CO_{2eq} (Ref. McKinsey & Company, 2012, *CCS para upstream, petróleo y gas)*
Indicadores de seguimiento y de impacto
Impacto: tCO_2e / tNH_3 (alcance 1) (Debe ajustarse el valor si las condiciones del gas de carga cambian) **Seguimiento:** Flujo y pérdidas en transporte de CO_2, consumo energético, mediciones de parámetros relativos en ambas unidades (emisor y receptor)
Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.
• Equipamiento y procedimiento para determinación de consumo de energía y eficiencia de equipo de transporte de CO_2 • Medición de CO_2 transportado y recibido, producido y reinyectado • MRV para determinación de emisiones transferidas o leakage • Procedimiento para estimación y reporte de emisiones de GyCEI • Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI
Identificación inicial de co-beneficios potenciales
- Emisiones por operación de proyecto (energía para compresión y transporte de CO_2) co-beneficio negativo - Mejora en calidad del aire local - Mejora en seguridad energética al conservar recursos
Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector
No se identifican
Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)
1) Análisis técnico – económico y legal para proyecto. 2) Definición de tecnologías y horizontes de mejora esperados.

3) Proceso de contratación o licitación 4) Construcción y puesta en marcha del proyecto 5) Medición de parámetros y establecimiento de plan de seguimiento a desempeño ambiental (GyCEI) de nuevas instalaciones.
Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC
Se estimará de acuerdo con línea base definitiva y definición final de líneas de mitigación del sector
Líneas de tiempo para la instrumentación
2028: Se inicia CCS con capacidad total proyectada 2028 en adelante: Se vigila el desempeño con el fin de verificar el desempeño del proyecto y su efecto neto de mitigación e incremento de producción.
Marco político y normativo vigente
• Ley General de Cambio Climático • Ley de Petróleos Mexicanos
Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso
FOTEASE de SENER *Financiamiento al carbono:* Podría participar como PoA *Financiamiento internacional:* Organismos financieros multilaterales (p.ej. Banco Mundial, BID) Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras Estudios podrían ser financiados por organismos de colaboración internacional (p.ej. ECCC, GIZ, USAID)
Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación
La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI potenciaría la aplicación de esta medida
Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro
La CCS requiere de análisis y estudios prolongados para determinar sitios idóneos, si bien los yacimientos agotados de crudo o gas generalmente presentan condiciones favorables. No obstante, el costo involucrado es muy alto y aún es dudoso que sin apoyo definitivo externo, estos proyectos puedan realizarse. La tendencia actual es la de cerrar sitios de CCS por su alto costo de operación, si bien los que prevalecen operan en el sector petróleo y gas. Otra opción para México es capturar el CO_2 en urea, lo cual aunque genera emisiones en el campo, al sustituir urea importada genera una reducción neta de emisiones para el país, equivalentes al total empleado en la elaboración de dicha sustancia.
Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.
• Tiempo de respuesta y gestión en PEMEX • Situación financiera de PEMEX • Método de evaluación y asignación de recursos para proyectos en PEMEX • Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados • Desconocimiento de tecnología y tendencias tecnológicas

8. RUTAS TECNOLÓGICAS NO EVALUADAS PARA LÍNEAS DE ACCIÓN DE MITIGACIÓN EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO.

En las siguientes secciones se presentan una a una, las rutas tecnológicas para cada línea de acción identificada y no evaluada de acuerdo con lo indicado en la sección 6.2.

8.1.1.1 Mitigación por reducción de gas venteado en tanques de almacenamiento de crudo y condensado
Descripción
Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través de la recuperación y utilización total o parcial de la corriente de gas venteado en tanques por evaporación instantánea ***Segmento de cadena de valor involucrado:*** Upstream ***GyCEI generados sujetos a mitigación:*** CH_4 y CO_2 ***Mecanismo de generación de GyCEI:*** Emisiones fugitivas por venteos de proceso. ***Situación actual y escenario de línea base:*** Dado que el crudo en México se da en conjunto con una cantidad considerable de gas asociado, deben separarse ambas fases a la presión de llegada a las instalaciones dedicadas a ello. Una vez separado, el gas sigue su camino hacia un gasoducto o a quema, mientras el crudo se envía a tanques atmosféricos de almacenamiento. Debido a la presión de vapor del gas contenido en el crudo, se separa dicho gas en el tanque al estar a menor presión que la de separación, por lo cual se libera a la atmósfera en ausencia de mecanismos de control. En el escenario de línea base, el gas venteado continúa haciéndolo, pues no es práctica común instalar mecanismos para recuperación en PEMEX e incluso algunos de los instalados han sido desechados. ***Ruta tecnológica planteada:*** Recuperación de gas venteado por medio de unidades de recuperación bajo diferentes esquemas ***Resultados esperados:*** Se espera que pueda reducirse hasta 90% del gas venteado en las instalaciones en que se aplique esta tecnología. Se espera incrementar en un porcentaje significativo la recuperación de Gas Natural, así como de otros petrolíferos de mayor valor en la cadena de valor de PEMEX. No se cuenta con información suficiente para realizar estimaciones precisas del potencial, pero se estima que es importante, pudiendo sobrepasar 0.5 $MtCO_2e$/año
Alineación con instrumentos de la política nacional
• Plan Nacional de Desarrollo *IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.* • Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018 *Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.* *Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX*

mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas. • Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40. *Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.*
Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información
PEMEX – Acopio de información de línea base, selección de equipo a intervenir y planeación general PEMEX – Proceso de licitación y contratación de suministros Tecnólogos o fabricantes de equipos – Realización de adecuaciones y equipamiento PEMEX – Seguimiento a proyecto y verificación de reducción de emisiones PEMEX – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores
Plazo de Ejecución
A definir junto con características del proyecto
Potencial de abatimiento
A definir junto con características del proyecto
Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados
- 55 USD/t CO_{2eq} (Ref. PEMEX Plan de acción climática 2013, Aprovechamiento de gas)
Indicadores de seguimiento y de impacto
Impacto: tCO_2e / MMPC gas recuperado (alcance 1) **Seguimiento:** Flujo de gas recuperado y composición del mismo
Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.
• Establecimiento de condiciones de línea base • Sistemas de medición ad-hoc • MRV para funcionamiento de dispositivos • Procedimientos MRV para gas recuperado • Procedimiento para estimación y reporte de emisiones de GyCEI • Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI
Identificación inicial de co-beneficios potenciales
- Mejora en calidad del aire local - Mejora en seguridad energética al conservar recursos - Mejora en seguridad operativa
Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector
No se identifican
Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)
1) Análisis técnico – económico y legal para proyecto. 2) Definición de tecnologías y horizontes de mejora esperados. 3) Proceso de contratación o licitación 4) Construcción y puesta en marcha del proyecto 5) Medición de parámetros y establecimiento de plan de seguimiento a desempeño ambiental (GyCEI) de nuevas instalaciones.
Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC
A definir junto con características del proyecto
Líneas de tiempo para la instrumentación
A definir junto con características del proyecto
Marco político y normativo vigente
• Ley General de Cambio Climático • Ley de Petróleos Mexicanos

Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso
FOTEASE de SENER *Financiamiento al carbono:* Podría participar como PoA *Financiamiento internacional:* Organismos financieros multilaterales (p.ej. Banco Mundial, BID) Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras Estudios podrían ser financiados por organismos de colaboración internacional (p.ej. ECCC, GIZ, USAID)
Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación
La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI potenciaría la aplicación de esta medida
Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro
Existen varios tipos de dispositivos para recuperación de gas, entre los más empleados las URV (unidades de recuperación de vapores), que funcionan por un compresor que succiona el gas de la salida del tanque o de un recipiente anterior al mismo, denominado torre de recuperación de vapores o TRV
Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.
• Tiempo de respuesta y gestión en PEMEX • Situación financiera de PEMEX • Método de evaluación y asignación de recursos para proyectos en PEMEX • Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados • Desconocimiento de tecnología y tendencias tecnológicas • Percepción errónea de riesgos, debido a compras a tecnólogos improvisados

8.1.1.2 Mitigación por reducción de gas a quemadores en CPG
Descripción
Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través del incremento de aprovechamiento de gas residual y de desecho enviado a quemadores elevados y de fosa, para su reintegración a proceso. ***Segmentos de cadena de valor involucrados:*** Midstream ***GyCEI generados sujetos a mitigación:*** CO_2, CH_4, N_2O y CN ***Mecanismo de generación de GyCEI:*** Combustión fósil en equipos estacionarios ***Situación actual y escenario de línea base:*** En estos centros de trabajo, se envía gas a quemadores, el cual podría aprovecharse en el proceso o como combustible dentro de las mismas instalaciones. Aunque las disposiciones técnicas actuales requieren un aprovechamiento mínimo de 98%, eso sólo aplica al upstream, por lo que no hay una limitación para esta quema. En el escenario de línea base, el aprovechamiento sigue en los mismos niveles actuales. ***Ruta tecnológica planteada:*** Incremento de recuperación de gas, para su reintegración al proceso. ***Resultados esperados:*** A definir junto con características del proyecto. Se espera incrementará la producción de

Gas Natural, así como de otros petrolíferos de mayor valor en la cadena de valor de PEMEX.
Alineación con instrumentos de la política nacional
• Plan Nacional de Desarrollo *IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.* • Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018 *Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.* *Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas.* • Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40. *Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.*
Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información
PEMEX – Consultoría especializada – Acopio de información de línea base, selección de instalaciones con mayores oportunidades y planeación general de programa SENER – PEMEX – Gestión de recursos para desarrollo del programa y proceso de licitación Tecnólogos o fabricantes de equipos – Realización de adecuaciones y equipamiento para reducción de quema PEMEX – CNH – Seguimiento a proyecto y verificación de incremento en aprovechamiento de gas PEMEX – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores
Plazo de Ejecución
A definir junto con características del proyecto
Potencial de abatimiento
A definir junto con características del proyecto
Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados
Para instalaciones con puntos de consumo cercanos: -55 USD/t CO_{2eq} (Ref. Ecofys 2009)
Indicadores de seguimiento y de impacto
Impacto: tCO_2e / $MMPC_{gas_procesado}$ (alcance 1) **Seguimiento:** Nivel de aprovechamiento, emisiones de GyCEI totales por quema de gas
Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.
• Actividades de investigación para determinación de condiciones imperantes en quemadores en México • Equipamiento y procedimiento para determinación de flujo de gas y eficiencia de quemadores de PEMEX • Verificación de condiciones o equipamiento suplementario de equipo de medición de flujo a equipos • Procedimiento para estimación y reporte de emisiones de GyCEI • Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI
Identificación inicial de co-beneficios potenciales
- Mejora en calidad del aire local - Mejora en seguridad energética al conservar recursos - Mejora de percepción de operaciones por comunidades en área de influencia
Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector
No se identifican
Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)
1) Análisis legal de mecanismos y procedimientos para implementación y gestión de adecuación, en su caso.

2) Elaboración de plan general de intervención, con base en línea base, medición y bitácora de operación de equipos, incluyendo indicadores para seguimiento.
3) Definición de tecnologías y horizontes de mejora esperados.
4) Proceso de contratación o licitación
5) Implementación de tecnologías de mejora en eficiencia energética mediante el suministro de equipamiento e instalación y prueba de los mismos
6) Medición de resultados y establecimiento de plan de seguimiento a acciones implementadas

Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC

A definir junto con características del proyecto

Líneas de tiempo para la instrumentación

A definir junto con características del proyecto

Marco político y normativo vigente

- Ley General de Cambio Climático
- Ley de Petróleos Mexicanos

Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso

FOTEASE de SENER
Potencial financiamiento de particulares sujeto a esquemas adecuados de monetización de beneficios

Financiamiento al carbono:
Podría participar como PoA (Programa de Actividades del Mecanismo para un Desarrollo Limpio).

Financiamiento internacional:
Organismos financieros multilaterales (ej. Banco Mundial, BID)
Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras

Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación

La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI y condiciones estrictas de análisis de viabilidad, incluyendo costo social y externalidades, potenciaría la aplicación de esta y otras medidas similares

Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro

Existen diversas tecnologías y formas de recuperación de gas, así como destinos para el mismo, entre ellas la recuperación y compresión para reinyección con fines de recuperación mejorada de crudo, la utilización como energético localmente o en comunidades cercanas, la licuefacción y compresión para crear “gasoductos virtuales”, aplicación particularmente rentable cuando se combina con un esquema de generación eléctrica.
En el caso que no haya factibilidad de recuperación técnica o económica y ante la falta de recursos para ello, pueden retirarse del gas los hidrocarburos pesados de mayor valor, mezclándolos con el crudo saliente para mejorar su grado, con lo cual parte de la corriente ya no va al quemador, y reduciendo de manera importante las emisiones de CN, las cuales se deben casi en su totalidad a la quema deficiente de dichos compuestos.

Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.

- Indefinición sobre esquemas de asociación de beneficios compartidos en actividades no sustantivas en PEMEX
- Tiempo de respuesta y gestión en PEMEX
- Situación financiera de PEMEX
- Método de evaluación y asignación de recursos para proyectos en PEMEX
- Método de costeo de gas a quemadores, que no considera valor real
- Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados
- Falta de conocimiento de tecnologías de control

8.1.1.3 Mitigación por reducción de gas a quemadores en refinerías
Descripción
Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través del incremento de aprovechamiento de gas residual y de desecho enviado a quemadores elevados y de fosa, para su reintegración a proceso. ***Segmentos de cadena de valor involucrados:*** Downstream ***GyCEI generados sujetos a mitigación:*** CO_2, CH_4, N_2O y CN ***Mecanismo de generación de GyCEI:*** Combustión fósil en equipos estacionarios ***Situación actual y escenario de línea base:*** En estos centros de trabajo, se envía gas a quemadores, el cual podría aprovecharse en el proceso o como combustible dentro de las mismas instalaciones. Aunque las disposiciones técnicas actuales requieren un aprovechamiento mínimo de 98%, eso sólo aplica al upstream, por lo que no hay una limitación para esta quema. En el escenario de línea base, el aprovechamiento sigue en los mismos niveles actuales. ***Ruta tecnológica planteada:*** Incremento de recuperación de gas, para su reintegración al proceso. ***Resultados esperados:*** A definir junto con características del proyecto. Se incrementará la producción de Gas Natural, así como de otros petrolíferos de mayor valor en la cadena de valor de PEMEX.
Alineación con instrumentos de la política nacional
• Plan Nacional de Desarrollo *IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.* • Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018 *Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.* *Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas.* • Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40. *Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.*
Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información
PEMEX – Consultoría especializada – Acopio de información de línea base, selección de instalaciones con mayores oportunidades y planeación general de programa SENER – PEMEX – Gestión de recursos para desarrollo del programa y proceso de licitación Tecnólogos o fabricantes de equipos – Realización de adecuaciones y equipamiento para reducción de quema PEMEX – CNH – Seguimiento a proyecto y verificación de incremento en aprovechamiento de gas PEMEX – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores
Plazo de Ejecución
A definir junto con características del proyecto
Potencial de abatimiento

A definir junto con características del proyecto
Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados
Para instalaciones con puntos de consumo cercanos: -55 USD/t CO_{2eq} (Ref. Ecofys 2009)
Indicadores de seguimiento y de impacto
Impacto: tCO_2e / $MMPC_{crudo_procesado}$ (alcance 1) **Seguimiento:** Nivel de aprovechamiento, emisiones de GyCEI totales por quema de gas
Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.
• Actividades de investigación para determinación de condiciones imperantes en quemadores en México • Equipamiento y procedimiento para determinación de flujo de gas y eficiencia de quemadores de PEMEX • Verificación de condiciones o equipamiento suplementario de equipo de medición de flujo a equipos • Procedimiento para estimación y reporte de emisiones de GyCEI • Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI
Identificación inicial de co-beneficios potenciales
- Mejora en calidad del aire local - Mejora en seguridad energética al conservar recursos - Mejora de percepción de operaciones por comunidades en área de influencia
Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector
No se identifican
Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)
1) Análisis legal de mecanismos y procedimientos para implementación y gestión de adecuación, en su caso. 2) Elaboración de plan general de intervención, con base en línea base, medición y bitácora de operación de equipos, incluyendo indicadores para seguimiento. 3) Definición de tecnologías y horizontes de mejora esperados. 4) Proceso de contratación o licitación 5) Implementación de tecnologías de mejora en eficiencia energética mediante el suministro de equipamiento e instalación y prueba de los mismos 6) Medición de resultados y establecimiento de plan de seguimiento a acciones implementadas
Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC
A definir junto con características del proyecto
Líneas de tiempo para la instrumentación
A definir junto con características del proyecto
Marco político y normativo vigente
• Ley General de Cambio Climático • Ley de Petróleos Mexicanos
Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso
FOTEASE de SENER Potencial financiamiento de particulares sujeto a esquemas adecuados de monetización de beneficios *Financiamiento al carbono:* Podría participar como PoA (Programa de Actividades del Mecanismo para un Desarrollo Limpio). *Financiamiento internacional:* Organismos financieros multilaterales (ej. Banco Mundial, BID) Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras
Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación
La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI y condiciones estrictas de análisis de viabilidad, incluyendo costo social y externalidades, potenciaría la aplicación de esta y otras medidas similares
Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro

Existen diversas tecnologías y formas de recuperación de gas, así como destinos para el mismo, entre ellas la recuperación y compresión para reinyección con fines de recuperación mejorada de crudo, la utilización como energético localmente o en comunidades cercanas, la licuefacción y compresión para crear "gasoductos virtuales", aplicación particularmente rentable cuando se combina con un esquema de generación eléctrica.
En el caso que no haya factibilidad de recuperación técnica o económica y ante la falta de recursos para ello, pueden retirarse del gas los hidrocarburos pesados de mayor valor, mezclándolos con el crudo saliente para mejorar su grado, con lo cual parte de la corriente ya no va al quemador, y reduciendo de manera importante las emisiones de CN, las cuales se deben casi en su totalidad a la quema deficiente de dichos compuestos.

Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.

- Indefinición sobre esquemas de asociación de beneficios compartidos en actividades no sustantivas en PEMEX
- Tiempo de respuesta y gestión en PEMEX
- Situación financiera de PEMEX
- Método de evaluación y asignación de recursos para proyectos en PEMEX
- Método de costeo de gas a quemadores, que no considera valor real
- Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados
- Falta de conocimiento de tecnologías de control

8.1.1.4 Mitigación por sustitución de sellos húmedos por secos en compresores centrífugos de PEP y PTI

Descripción

Esta ruta tecnológica de mitigación se instrumenta a través de la sustitución de sellos húmedos por secos en compresores de gas natural

Segmento de cadena de valor involucrado: Upstream, midstream

GyCEI generados sujetos a mitigación: CH_4 y CO_2

Mecanismo de generación de GyCEI: Emisiones fugitivas por venteos de proceso.

Situación actual y escenario de línea base: Los compresores centrífugos requieren para su funcionamiento de un sello, el cual se forma con aceite que circula a través de un laberinto a alta presión, evitando la comunicación del gas de proceso con el aire circundante.

El aceite se satura de gas, el cual debe ser separado en un evaporador flash, donde se ventea a la atmósfera

Existen otros tipos de sellos, que hacen el mismo efecto por fenómenos aerodinámicos, los que se denominan "sellos secos", pues no requieren aceite y por tanto, no ventean gas, por lo que son más eficientes para su conservación

En el escenario de línea base, el gas venteado continúa haciéndolo, pues no es práctica común instalar sellos secos aunque ya se ha hecho en algunos CPG.

Ruta tecnológica planteada: Reducción de gas venteado por implementación de proyectos de sellos secos

Resultados esperados: Se espera que pueda reducirse hasta 90% del gas venteado en las instalaciones en que se aplique esta tecnología. Se incrementará la producción de Gas Natural en la cadena de valor de PEMEX.

No se cuenta con información suficiente para realizar estimaciones precisas del potencial, pero se estima que es importante, pues el universo de compresores es amplio

Alineación con instrumentos de la política nacional

- Plan Nacional de Desarrollo

IV México Próspero, Objetivo 4.4. Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.

- Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018

Objetivo 3. Reducir emisiones de GEI para transitar a una economía competitiva y un desarrollo bajo en emisiones.
Estrategia 3.1. Línea de acción 3.1.1 Implementar proyectos de reducción de GEI en las operaciones de PEMEX mediante eficiencia energética, eficiencia operativa, quema, venteo y aprovechamiento de gas.

- Estrategia Nacional de Cambio Climático 10-20-40.

Línea de acción M2.10. Impulsar tecnologías de alta eficiencia energética, sustitución de combustibles, rediseño de procesos industriales y tecnologías de captura de emisiones de CO_2, en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, siderúrgica, petrolera, química y petroquímica.

Actores responsables de la ejecución en cada etapa, arreglos institucionales y flujos de información

PEMEX – Acopio de información de línea base, selección de equipo a intervenir y planeación general
PEMEX – Proceso de licitación y contratación de suministros
Tecnólogos o fabricantes de equipos – Realización de adecuaciones y equipamiento
PEMEX – Seguimiento a proyecto y verificación de reducción de emisiones
PEMEX – Operación, revisión periódica de condiciones y reporte de emisiones e indicadores

Plazo de Ejecución

A definir junto con características del proyecto

Potencial de abatimiento

A definir junto con características del proyecto

Costos marginales de abatimiento para el sector basado en el desarrollo de curvas de costos versus GyCEI mitigados

- 10 USD/t CO_{2eq}
(Ref. PEMEX Plan de acción climática 2013, Aprovechamiento de gas)

Indicadores de seguimiento y de impacto

Impacto: tCO_2e / MMPC gas evitado (alcance 1)
Seguimiento: Flujo de gas recuperado y composición del mismo

Elementos necesarios para la construcción o mejora del MRV que dé certeza del avance y cumplimiento de los NDC.

- Establecimiento de condiciones de línea base
- Sistemas de medición ad-hoc
- MRV para funcionamiento de dispositivos
- Procedimientos MRV para gas recuperado
- Procedimiento para estimación y reporte de emisiones de GyCEI
- Capacitación a personal en métodos de cálculo y reporte de emisiones de GyCEI

Identificación inicial de co-beneficios potenciales

- Mejora en calidad del aire local
- Mejora en seguridad energética al conservar recursos
- Mejora en seguridad operativa
- Reducción de consumo energético y necesidades de mantenimiento

Identificación de sinergias entre las metas de mitigación y la adaptación para el sector

No se identifican

Modelo lógico de las acciones por implementarse (insumos, actividades, productos, resultados)

1) Análisis técnico – económico y legal para proyecto. 2) Definición de tecnologías y horizontes de mejora esperados. 3) Proceso de contratación o licitación 4) Construcción y puesta en marcha del proyecto 5) Medición de parámetros y establecimiento de plan de seguimiento a desempeño ambiental (GyCEI) de nuevas instalaciones.
Niveles de cumplimiento para las metas condicionadas y no condicionadas de los NDC
A definir junto con características del proyecto
Líneas de tiempo para la instrumentación
A definir junto con características del proyecto
Marco político y normativo vigente
• Ley General de Cambio Climático • Ley de Petróleos Mexicanos
Identificación de mecanismos de financiamientos potenciales y en curso
FOTEASE de SENER *Financiamiento al carbono:* Podría participar como PoA *Financiamiento internacional:* Organismos financieros multilaterales (p.ej. Banco Mundial, BID) Fondos Verdes administrados por otras instituciones financieras Estudios podrían ser financiados por organismos de colaboración internacional (p.ej. ECCC, GIZ, USAID)
Identificación de instrumentos económicos por medida especifica de mitigación
La introducción de impuestos o límites a las emisiones de GyCEI potenciaría la aplicación de esta medida
Análisis de opciones tecnológicas y sus tendencias a futuro
Existen varios tipos de dispositivos para recuperación de gas, entre los más empleados las URV (unidades de recuperación de vapores), que funcionan por un compresor que succiona el gas de la salida del tanque o de un recipiente anterior al mismo, denominado torre de recuperación de vapores o TRV
Riesgos y barreras institucionales, regulatorias, financieras y de mercado que potencialmente deberán abatirse para la instrumentación de las NDC del sector, para que se informe a las convenciones sobre GAP (brecha) tecnológica, financiera y de capacidades que represente.
• Tiempo de respuesta y gestión en PEMEX • Situación financiera de PEMEX • Método de evaluación y asignación de recursos para proyectos en PEMEX • Falta de sistemas de MRV de emisiones o parámetros relacionados • Desconocimiento de tecnología y tendencias tecnológicas

ANEXO 1. FUENTES DE EMISIONES DE GYCEI EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO.

De acuerdo con lo señalado en la sección 3.2, en las secciones siguientes se presenta una clasificación detallada en forma tabular, de fuentes de emisiones de GyCEI en los diferentes subsectores del sector petróleo y gas natural, específicamente de operaciones existentes en las instalaciones de la industria en México, dado que hay una serie de operaciones, procesos y tipo de instalaciones pertenecientes a esta industria, las cuales debido a la naturaleza de los yacimientos y al desarrollo de las actividades del sector no se desarrollan en el país actualmente.

Con base en lo anterior, podría ser necesario revisar las tablas referidas en el futuro para incluir operaciones que se incorporen posteriormente en la cadena de valor del petróleo y gas natural en el país.

Se ha desarrollado una tabla para cada subsector identificable de acuerdo con American Petroleum Institute (API), dado que dicha clasificación coincide cercanamente con la organización actual de la industria en México y desde luego con la forma en que los nuevos operadores en el país dividirán sus operaciones, pues dicha clasificación proviene de un análisis de la industria a nivel global.

Es necesario señalar que las fuentes indicadas en las diferentes tablas pueden a su vez representar grupos de diferentes equipos, dispositivos, procesos o actividades, lo cual también puede en determinados casos contemplar diferentes mecanismos de generación para ellos.

Lo anterior debe tenerse en cuenta al especificar sistemas de medición, reporte y verificación y/o acciones de mitigación de emisiones, pues podrían requerirse diversos proyectos y tecnologías de control para reducir o mitigar emisiones de una categoría o subcategoría completa, lo cual afecta a las condiciones de rentabilidad y de facilidad de implementación, aspectos relevantes para clasificar y dar prioridad a líneas de acción de mitigación en el marco de un programa o proyecto integral de mitigación.

A-1 1. Fuentes de emisiones de GyCEI en exploración y producción de petróleo y gas natural

En la Tabla A1-1 se muestran las fuentes de emisión para el subsector de producción de petróleo y gas natural en México.

Para cada una de las fuentes incluidas, se indica el o los GyCEI predominantes utilizando fondo amarillo en la casilla correspondiente al mismo.

Ver notas relativas en los casos aplicables.

Tabla A1-2. Fuentes de emisiones en producción de crudo y gas natural

Fuentes de emisiones en producción de crudo y gas natural					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Emisiones por combustión estacionaria y móvil					
Calderas, hornos, calentadores y tratadores térmicos	9	9	9	9	
Tratadores térmicos	9	9	9	9	
Motores de combustión interna	9	9	9	9	
Turbinas a gas	9	9	9	9	
Rehervidores de deshidratadores	9	9	9	9	Las emisiones de metano pueden ser importantes, dependiendo de la tasa de recirculación de glicol
Equipos de perforación	9	9	9	9	
Incineradores	9	9	9	9	
Vehículos y transportes propios	9	9	9	9	
Vehículos y transportes arrendados bajo control de la empresa	9	9	9	9	
Barcos y barcazas	9	9	9	9	
Equipo de construcción y preparación de sitios	9	9	9	9	

Fuentes de emisiones en producción de crudo y gas natural					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Emisiones fugitivas por quema de gas residual o de desecho					
Quemadores elevados y de fosa	9	9	9	9	Las emisiones de metano pueden elevarse a medida que disminuye la eficiencia de combustión. En el caso del CN, ésta es la fuente principal del mismo, particularmente en quemadores que queman fracciones de hidrocarburos pesados y no han sido diseñados para ello, si bien la magnitud absoluta de emisiones de CN es mucho menor que la de CO_2 y CH_4
Emisiones fugitivas por venteos de proceso*					
Venteo de deshidratadores de glicol		9			Las emisiones de metano son variables, dependiendo de la tasa de recirculación de glicol
Bombas Kimray en deshidratadores de glicol		9			
Procesos de endulzamiento de gas		9			
Venteos de unidades de remoción de nitrógeno		9			En el proceso de separación de nitrógeno se presentan arrastres de gas que se ventean en la corriente de rechazo rica en nitrógeno.
Emisiones fugitivas por venteo en operaciones de mantenimiento / turnaround*					
Arranques de compresores		9			Aplica cuando el motor de arranque es neumático y operado a gas

Fuentes de emisiones en producción de crudo y gas natural					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Purgado / evacuación de compresores		9			
Purgado / evacuación de líneas de recolección de gas		9			
Desgasificación de lodos de perforación		9			
Venteo de espacio anular de pozo		9			
Evacuación de tanques o recipientes		9			
Intervenciones de pozos		9			
Descarga y rehabilitación de pozos		9			
Emisiones fugitivas por venteos no rutinarios en operación*					
Paro de emergencia (ESD)		9			
Válvulas de alivio (PRV)		9			
Soplado de pozos (sin quema)		9			
Equipo de extinción de incendios	9				Pueden utilizarse HFC también, en cuyo caso, estos compuestos serán las emisiones dominantes de GEI
Emisiones fugitivas por otros venteos*					

Fuentes de emisiones en producción de crudo y gas natural					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Tanques de almacenamiento, balance y recipientes de drenaje de crudo y agua de producción		9			Puede presentarse emisión de CO_2 cuando el contenido del mismo en la corriente de producción es importante
Perforación de pozos exploratorios		9			Puede presentarse emisión de CO_2 cuando el contenido del mismo en la corriente de producción es importante
Prueba y terminación de pozos		9			Puede presentarse emisión de CO_2 cuando el contenido del mismo en la corriente de producción es importante
Sellos de compresores centrífugos de gas natural		9			
Dispositivos neumáticos operados a gas natural		9			
Muestreo y análisis de gas		9			Puede presentarse emisión de CO_2 cuando el contenido del mismo en la corriente de producción es importante
Otras emisiones fugitivas					
Fugas en componentes de equipo		9			
Empaquetaduras de compresores reciprocantes de gas natural		9			
Recolección y tratamiento de aguas residuales	9	9			Dependiendo de configuración de sistema y método de tratamiento
Sistemas de aire acondicionado y refrigeración					HFC dependiendo de fluido refrigerante empleado

Fuentes de emisiones en producción de crudo y gas natural					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Sistemas de subestaciones compactas e interruptores de alta tensión					SF_6 dependiendo de sistema y tipo de equipo instalado

** Pueden presentarse emisiones de CO_2 dependiendo de la composición de corrientes y método de producción de crudo empleado (particularmente en caso de recuperación mejorada ó EOR)*

A-1 2. Fuentes de emisiones de GyCEI en tratamiento y proceso de gas natural

En la Tabla A1-2, se muestran las fuentes de emisiones para el subsector de tratamiento y proceso de gas natural, así como los GyCEI generados en cada una de ellas.

Tabla A1-3. Fuentes de emisiones en tratamiento y proceso de gas natural

Fuentes de emisiones en tratamiento y proceso de gas natural					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Emisiones por combustión estacionaria y móvil					
Calderas, hornos, calentadores	9	9	9	9	
Tratadores térmicos	9	9	9	9	
Motores de combustión interna	9	9	9	9	
Turbinas a gas	9	9	9	9	
Oxidadores catalíticos y térmicos	9				
Rehervidores de deshidratadores	9	9	9	9	
Incineradores	9	9	9	9	
Vehículos y transportes propios	9	9	9	9	
Vehículos y transportes arrendados bajo control de la empresa	9	9	9	9	
Emisiones fugitivas por quema de gas residual o de desecho					
Quemadores elevados y de fosa	9	9	9	9	

Fuentes de emisiones en tratamiento y proceso de gas natural					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Emisiones fugitivas por venteos de proceso*					
Venteo de deshidratadores de glicol		9			
Bombas Kimray en deshidratadores de glicol		9			
Venteos de regeneración de aminas en endulzamiento de gas		9			
Unidades de recuperación de azufre	9				
Venteos de unidades de remoción de nitrógeno		9			
Emisiones fugitivas por venteo en operaciones de mantenimiento / turnaround*					
Arranques de compresores		9			
Purgado / evacuación de compresores		9			
Evacuación de tanques o recipientes		9			
Muestreo y análisis de gas		9			
Emisiones fugitivas por venteos no rutinarios en operación*					
Paro de emergencia (ESD)		9			
Válvulas de alivio (PRV)		9			

Fuentes de emisiones en tratamiento y proceso de gas natural					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Equipo de extinción de incendios	9				Pueden utilizarse HFC
Emisiones fugitivas por otros venteos*					
Sellos de compresores centrífugos de gas natural		9			
Dispositivos neumáticos operados a gas natural		9			
Otras emisiones fugitivas					
Fugas en componentes de equipo		9			
Empaquetaduras de compresores reciprocantes de gas natural		9			
Recolección y tratamiento de aguas residuales	9	9			Dependiendo de configuración de sistema y método de tratamiento
Sistemas de aire acondicionado y refrigeración					HFC dependiendo de fluido refrigerante empleado
Sistemas de subestaciones compactas e interruptores de alta tensión					SF_6 dependiendo de sistema y tipo de equipo instalado

** Pueden presentarse emisiones de CO_2 dependiendo de la composición de corrientes de gas a proceso y de gas combustible*

A-1 3. Fuentes de emisiones de GyCEI en transporte y distribución de gas natural y en operaciones de GNL.

En la Tabla A1-3 se incluyen las fuentes de emisiones de GyCEI, para el subsector de transporte y distribución de gas natural, en donde se consideran las operaciones de terminales de recibo, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado (GNL).

Tabla A1-4. Fuentes de emisiones en transporte y distribución de gas natural

Fuentes de emisiones en transporte y distribución de gas natural y en operaciones de GNL					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Emisiones por combustión estacionaria y móvil					
Calderas	9	9	9	9	
Calentadores e intercambiadores de calor	9	9	9	9	
Deshidratadores	9	9	9	9	
Unidades de combustión de vapores (VCU)	9	9	9	9	
Motores de combustión interna	9	9	9	9	
Turbinas a gas	9	9	9	9	
Rehervidores de deshidratadores	9	9	9	9	
Vehículos y transportes propios	9	9	9	9	
Vehículos y transportes arrendados bajo control de la empresa	9	9	9	9	
Emisiones fugitivas por quema de gas residual o de desecho					
Quemadores elevados y de fosa	9	9	9	9	

Fuentes de emisiones en transporte y distribución de gas natural y en operaciones de GNL					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Emisiones fugitivas por venteos de proceso*					
Venteo de deshidratadores de glicol		9			
Bombas Kimray en deshidratadores de glicol		9			
Procesos de tratamiento de gas	9	9			
Emisiones fugitivas por venteo en operaciones de mantenimiento / turnaround*					
Arranques de compresores		9			
Purgado / evacuación de compresores		9			
Purgado / evacuación de estaciones de compresión		9			
Evacuación de tanques o recipientes		9			
Purgado / evacuación de tuberías		9			
Lanzadores y trampas de diablos		9			
Emisiones fugitivas por venteos no rutinarios en operación*					
Disturbios de operación de estaciones de medición y regulación de presión (M&R)		9			
Válvulas de alivio (PRV)		9			

Fuentes de emisiones en transporte y distribución de gas natural y en operaciones de GNL					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Ruptura o falla de tuberías		9			
Equipo de extinción de incendios	9				Pueden utilizarse HFC
Emisiones fugitivas por otros venteos*					
Sellos de compresores centrífugos de gas natural		9			
Dispositivos neumáticos operados a gas natural		9			
Muestreo y análisis de gas natural		9			
Otras emisiones fugitivas					
Fugas en tuberías		9			
Fugas en componentes de equipo		9			
Empaquetaduras de compresores reciprocantes de gas natural		9			
Recolección y tratamiento de aguas residuales	9	9			Dependiendo de configuración de sistema y método de tratamiento
Sistemas de aire acondicionado y refrigeración					HFC dependiendo de fluido refrigerante empleado

Fuentes de emisiones en transporte y distribución de gas natural y en operaciones de GNL					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Sistemas de subestaciones compactas e interruptores de alta tensión					SF_6 dependiendo de sistema y tipo de equipo instalado

** Pueden presentarse emisiones de CO_2 dependiendo de la composición de corrientes de gas natural transportado o utilizado como combustible.*

A-1 4. Fuentes de emisiones de GyCEI en refinación de petróleo crudo.

En la Tabla A1-4 se muestran las fuentes de emisiones de GyCEI para el subsector de refinación de crudo.

Tabla A1-5. Fuentes de emisiones en refinación de petróleo crudo

Fuentes de emisiones en refinación de petróleo crudo					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Emisiones por combustión estacionaria y móvil					
Calderas, hornos, calentadores	9	9	9	9	
Motores de combustión interna	9	9	9	9	
Turbinas a gas	9	9	9	9	
Oxidadores catalíticos y térmicos	9				
Hornos de coque	9	9	9	9	
Incineradores	9	9	9	9	
Vehículos y transportes propios	9	9	9	9	
Vehículos y transportes arrendados bajo control de la empresa	9	9	9	9	
Emisiones fugitivas por quema de gas residual o de desecho					
Quemadores elevados y de fosa	9	9	9	9	
Emisiones fugitivas por venteos de proceso*					

Fuentes de emisiones en refinación de petróleo crudo					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Unidades de recuperación de azufre	9				
Fraccionamiento catalítico	9				
Reformación catalítica	9				
Regeneración de catalizador	9				
Reformación a vapor (plantas de hidrógeno)	9				
Coquización retardada	9				
Flexi - coking	9				
Producción de asfalto		9			
Fraccionamiento térmico	9				
Emisiones fugitivas por venteo en operaciones de mantenimiento / turnaround*					
Purgado / evacuación de equipos		9			
Decoquizado de tubos de caldera o calentador	9				
Emisiones fugitivas por venteos no rutinarios en operación*					
Paro de emergencia (ESD)		9			
Válvulas de alivio (PRV)		9			

Fuentes de emisiones en refinación de petróleo crudo					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Equipo de extinción de incendios	9				Pueden utilizarse HFC
Emisiones fugitivas por otros venteos*					
Tanques de almacenamiento		9			
Sellos de compresores centrífugos de gas natural		9			
Muelles de carga de productos		9			
Otras emisiones fugitivas					
Fugas en componentes de equipo		9			
Fugas en sistemas de gas combustible		9			
Empaquetaduras de compresores reciprocantes de gas natural		9			
Recolección y tratamiento de aguas residuales	9	9			Dependiendo de configuración de sistema y método de tratamiento
Manejo de lodos y sólidos		9	9		
Sistemas de aire acondicionado y refrigeración					HFC dependiendo de fluido refrigerante empleado
Sistemas de subestaciones compactas e interruptores de alta tensión					SF_6 dependiendo de sistema y tipo de equipo instalado

Pueden presentarse emisiones de CO_2 dependiendo del grado de estabilización de crudo y la composición de corrientes de gas natural y de refinería utilizado o generado en las operaciones de refinación.

A-1 5. Fuentes de emisiones de GyCEI en elaboración de amoniaco.

En la Tabla A1-5 se incluyen las fuentes de emisiones y GyCEI correspondientes a las mismas, para el subsector de elaboración de amoniaco.

Tabla A1-6. Fuentes de emisiones en elaboración de amoniaco

Fuentes de emisiones en elaboración de amoniaco					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Emisiones por combustión estacionaria y móvil					
Calderas, hornos, calentadores	9	9	9	9	
Motores de combustión interna	9	9	9	9	
Turbinas a gas	9	9	9	9	
Oxidadores catalíticos y térmicos	9				
Vehículos y transportes propios	9	9	9	9	
Vehículos y transportes arrendados bajo control de la empresa	9	9	9	9	
Emisiones fugitivas por quema de gas residual o de desecho					
Quemadores elevados	9	9	9	9	
Emisiones fugitivas por venteos de proceso*					
Reformación a vapor	9				

Fuentes de emisiones en elaboración de amoniaco					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Emisiones fugitivas por venteo en operaciones de mantenimiento / turnaround*					
Purgado / evacuación de equipos	9	9			
Decoquizado de tubos de caldera o calentador	9				
Emisiones fugitivas por venteos no rutinarios en operación					
Paro de emergencia (ESD)	9	9			
Válvulas de alivio (PRV)	9	9			
Equipo de extinción de incendios	9				Pueden utilizarse HFC
Emisiones fugitivas por otros venteos					
Sellos de compresores centrífugos de gas natural y de proceso	9	9			
Muelles de carga de productos	9				
Otras emisiones fugitivas					
Fugas en componentes de equipo	9	9			
Fugas en sistemas de gas combustible		9			
Empaquetaduras de compresores reciprocantes de gas natural		9			

Fuentes de emisiones en elaboración de amoniaco					
Subcategoría de fuentes de emisiones	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**CN**	**Notas**
Recolección y tratamiento de aguas residuales	9	9			Dependiendo de configuración de sistema y método de tratamiento
Sistemas de aire acondicionado y refrigeración					HFC dependiendo de fluido refrigerante empleado
Sistemas de subestaciones compactas e interruptores de alta tensión					SF_6 dependiendo de sistema y tipo de equipo instalado

ANEXO 2. ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS DE MITIGACIÓN DE EMISIONES DE METANO EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS.

A-2 1. FUENTES DE EMISIONES DE METANO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS

A lo largo de la cadena de valor en la industria del petróleo y el gas natural, se presentan fuentes específicas de emisiones de metano. Dichas emisiones se generan a través de diversos mecanismos de acuerdo con la naturaleza de la infraestructura específica y los procesos desarrollados.

Algunas fuentes de emisiones de metano son comunes a los diferentes subsectores de la industria, ya que en todos ellos se tienen equipos o dispositivos similares de ciertos tipos (p.ej., combustión en equipo estacionario y móvil, fugas de CH_4 en componentes de equipo que maneja gas natural, CO_2 y CH_4 por quema de gas en quemadores de fosa y elevados), mientras otras son únicas de alguno de los subsectores (p.ej., CH_4 por venteo en tanques de baterías de separación de crudo en el subsector upstream, corrientes de venteo de CO_2 en plantas de recuperación de azufre en midstream y downstream, o venteo de CO_2 como subproducto de reformación en plantas de amoniaco) .

Para un detalle mayor acerca de lo indicado en el párrafo anterior, favor de referirse al Anexo 1.

Para dar un contexto integral a la exposición de los diferentes temas en este Anexo, se considera apropiado iniciar con una descripción de los subsectores que componen a la industria, pasando posteriormente a la discusión de las emisiones de metano del sector, de lo cual tratan las siguientes secciones.

A-2 1.1. Descripción de subsectores en la industria del petróleo y gas natural.

A nivel internacional, la industria del petróleo y gas natural se divide conceptualmente en tres subsectores, producción o “upstream”, procesamiento primario y transporte de crudo y gas o “midstream” y refinación de petróleo, distribución y venta de gas y petrolíferos o “downstream” (Ver Figura A1-1). Se mantiene en la figura referida la nomenclatura en inglés, debido a que dicha terminología es utilizada universalmente para designarlos aún en español, si bien algunas empresas integradas (PEMEX entre ellas) dividen las operaciones de manera ligeramente diferente, traslapando algunas actividades de estos subsectores parcialmente.

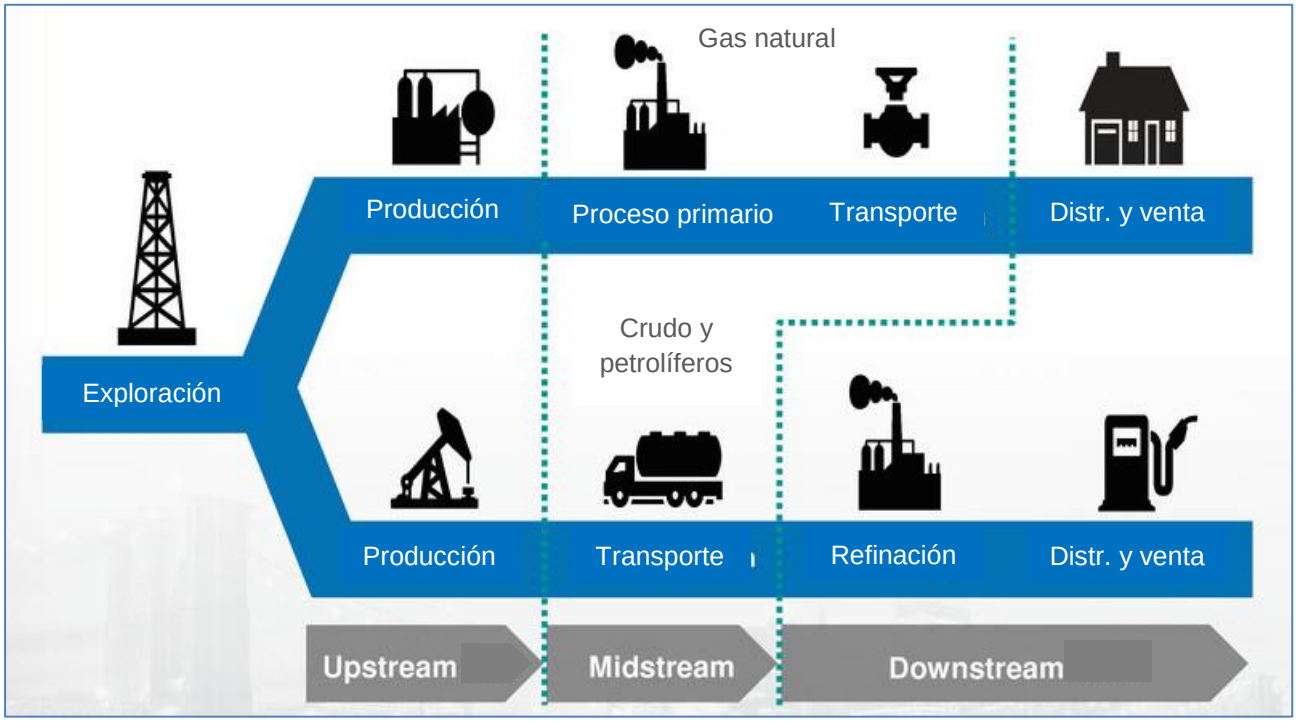


Figura A1-1. Subsectores de la Industria del Petróleo y el Gas Natural

Fuente: Axis Capital, presentación en el "Investor Day", 2013

A continuación se detalla la explicación de cada uno de los diversos subsectores

- **Subsector upstream** (exploración y producción) – Incluye todas aquellas operaciones, infraestructura e instalaciones necesarias para el descubrimiento, recuperación y producción de petróleo crudo (también denominado simplemente "crudo") y gas natural. Debido a lo anterior, comúnmente se hace referencia a este subsector como el de exploración y producción. De este modo, el punto en que el crudo y/o el gas natural se trae a la superficie, se considera como el límite de baterías del subsector upstream.
  La infraestructura típica de este subsector incluye pozos, plataformas de producción, equipos de perforación, equipos para mantenimiento de pozos, equipo y sistemas para desarrollo de pozos (p.ej., sistemas para fractura hidráulica), equipos y sistemas para recuperación mejorada o recuperación térmica, equipos para minería, extracción y mejoramiento de bitumen, equipos de bombeo y compresión a pie de pozo, y equipamiento asociado para operación y control, entre otros.

- **Subsector midstream** (almacenamiento, logística y proceso en campo, así como transporte a centros de distribución) – La definición más común de este subsector se da en función de que abarca todas las operaciones e infraestructura que se encuentran entre el upstream y el downstream, lo anterior puesto que, dependiendo de la organización de las empresas integradas de petróleo y gas natural, se incluyen algunas operaciones consideradas midstream dentro de las áreas corporativas de exploración y producción, o bien dentro de las áreas de proceso correspondientes al subsector downstream. No obstante, existe un consenso acerca del tipo de instalaciones, infraestructura y operaciones que se tipifican como midstream, siendo aquellas correspondientes al procesamiento, almacenamiento, venta y transporte de productos tales como crudo, gas natural, líquidos del gas natural (LGN) (principalmente etano, propano y butano) y azufre, ya sea para su venta final o para su procesamiento y transformación en otros productos.

  Así, se incluyen en la infraestructura de este sector instalaciones y equipos de separación de crudo, gas y agua, instalaciones de almacenamiento de crudo, gas natural, LGN y condensado, instalaciones de bombeo de crudo y LGN, instalaciones de compresión de gas, sistemas de recolección de crudo y gas natural, sistemas de despacho y transporte de aceite[32] y gas natural, infraestructura para proceso en campo, dentro de la cual se incluyen sistemas para remoción de impurezas tales como nitrógeno e instalaciones para la recuperación de LGN. Los sistemas de transporte pueden incluir medios y equipos diferentes a sistemas de ductos, por ejemplo, buques petroleros, carros tanque, camiones cisterna, etc. Las instalaciones para licuefacción, transporte y regasificación de gas natural licuado (GNL), así como las instalaciones y equipo para compresión, almacenamiento y transporte de gas natural comprimido (GNC); los sistemas de distribución y venta final de gas natural a grandes usuarios, también se consideran como parte del subsector midstream.

- **Subsector downstream** (proceso, transporte y venta de productos refinados) – El subsector downstream comprende todas las actividades e infraestructura necesaria para obtener diferentes productos petrolíferos a partir de la refinación del crudo, el transporte y comercialización de dichos petrolíferos y la venta final de los mismos a los consumidores finales o a grandes clientes institucionales.

[32] Es común denominar “aceite”, a la fracción líquida de hidrocarburos que proviene de un proceso de separación del crudo y el cual ha sido estabilizado para permitir su almacenamiento y transporte sin liberación de volátiles

La infraestructura que comprende este subsector está integrada por refinerías de petróleo crudo en sus diferentes configuraciones, instalaciones de despacho, bombeo y transporte de petrolíferos en sus diferentes modalidades (sistemas de ductos, buques tanque, carros tanque o camiones cisterna), estaciones de servicio y despacho de productos. La distribución y venta minorista del gas natural también forma parte de esta clasificación

Aunque en ocasiones se considera a la industria petroquímica como parte del sector downstream, bajo la clasificación ortodoxa del sector petróleo y gas, la misma se considera como parte de las operaciones químicas o petroquímicas.

A-2 1.2. Generalidades acerca de fuentes de emisiones de metano en la industria del petróleo y gas natural.

A nivel global, la industria del petróleo y gas natural es responsable por aproximadamente el 20% del total de emisiones antropogénicas de metano.

Lo anterior se debe tanto al manejo de sustancias que naturalmente o por acción de procesos específicos a la industria contienen metano (p.ej., gas natural, gas de refinería), como a aspectos relacionados con el diseño de equipos e infraestructura y al mantenimiento y operación de los mismos.

Cabe señalar que al ser la industria del petróleo y el gas muy sensible al precio internacional de los hidrocarburos, algunas de las principales fuentes de emisión se deben al hecho de que el gas natural no se aprovecha al no ser económica su recuperación, ocasionando que el diseño de las instalaciones en dicha situación no contemplen instalaciones o equipamiento para ello, y aun cuando los precios lleguen a niveles altos, la declinación de la producción y la falta de infraestructura de recolección de gas podría hacer que ya no se considere rentable dicha recuperación, por lo que puede decirse que existen aspectos económicos que inciden en la magnitud, permanencia y mecanismos de generación de emisiones de metano.

El hecho de que la mayor parte del crudo producido esté mezclado con gas natural (gas asociado), hace que las emisiones de metano se generen tanto en la cadena de valor del gas natural, como en la del petróleo crudo.

La generación de emisiones de metano es más intensiva generalmente en los subsectores upstream y midstream, mientras en el subsector downstream es reducida.

En la figura A2-1,**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestran squemáticamente las principales fuentes de metano en la cadena de valor de la industria del petróleo y gas.

En dicha descripción, como en la mayoría de las que pueden encontrarse en la literatura especializada, no se incluye a los procesos de combustión de hidrocarburos de la industria del petróleo y el gas natural como fuentes significativas de metano, aunque se produce en ciertas cantidades, debido a que su magnitud relativa es muy pequeña comparada con las emisiones de dióxido de carbono generadas en la combustión, y a que generalmente la eficiencia de combustión es cercana a 100%, si bien en situaciones de baja eficiencia, la generación de emisiones de metano podría ser de una magnitud significativa.

En el caso del sector petróleo y gas en México, se incluye en las descripciones de tecnologías a aquéllas dirigidas a reducir el volumen de gas enviado a quemadores, puesto que no hay un consenso en la industria acerca de la eficiencia de combustión en estos dispositivos, ubicándose los valores empleados en diferentes estimaciones entre 73% y 98%.

Adicionalmente, el volumen de gas enviado a quemadores implica que aun y cuando se tengan altas eficiencias de combustión, se estima que esta fuente es la que mayor cantidad de emisiones de metano genera.

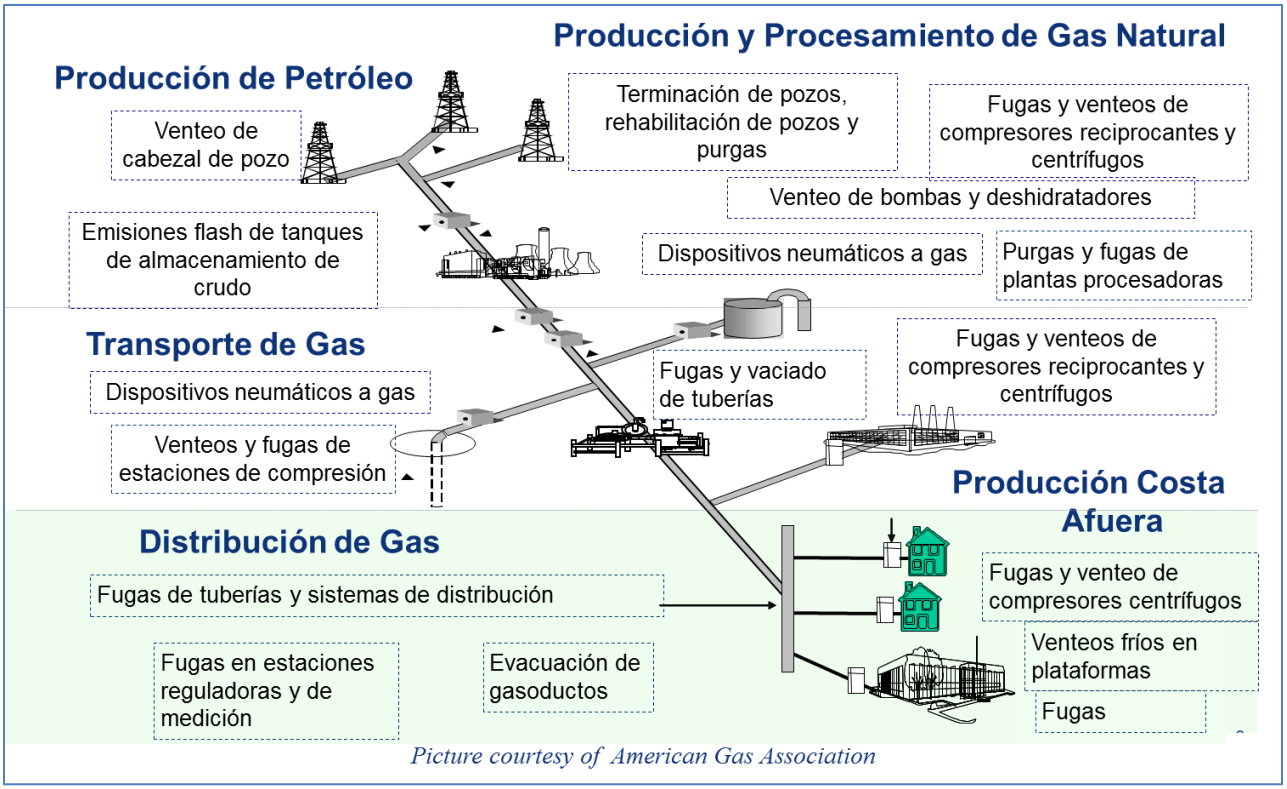


Figura A2 - 1 Fuentes de emisiones de metano en la cadena de valor de la industria del petróleo y el gas natural

Fuente: Elaboración propia, adaptado de ilustración del programa Natural Gas Star

Como puede apreciarse en la figura anterior, aunque las emisiones de metano se presentan en una gran diversidad de equipos y dispositivos y en diversas partes de la cadena de valor de la industria del petróleo y el gas natural, existen mecanismos comunes a varias fuentes y ubicaciones en dicha cadena de valor, que permiten agrupar a las emisiones de metano.

A-2 1.3. Clasificación de fuentes de emisiones de metano en la industria del petróleo y gas natural.

La clasificación más empleada a nivel internacional para agrupar a las fuentes de emisiones de gases de GEI en general y a las de metano en particular, aplicable a la industria del petróleo y gas natural, es la establecida por el Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés), la cual obedece a los mecanismos de generación involucrados.

Como puede observarse en las Tablas A1-1 a A1-5, existe un gran número de ellas, y de hecho la clasificación hecha en las mismas obedece a la que se menciona para API.

Todas las fuentes de emisiones de GEI en dichas tablas se aplican a la industria en México, si bien ese es el caso en la mayoría de los países productores de petróleo en tierra y costa afuera.

De acuerdo con la estructura de la industria, la normativa aplicable y las prácticas de operación en cada jurisdicción, algunas fuentes son de mayor importancia que otras en la industria del petróleo y el gas natural en diferentes países.

La industria en México está conformada por un número relativamente pequeño de instalaciones y yacimientos de alta capacidad y producción, respectivamente, y con sistemas de transporte que para los estándares de la industria se consideran de longitud y capacidad media, además de que el venteo de gas no es una práctica aceptable, salvo aquél que se presenta en tanques de almacenamiento atmosférico de crudo por fenómenos físicos relacionados con la relación de presiones de separación y almacenamiento, así como los cambios de temperatura y operaciones de carga y descarga en los mismos.

La mayoría del equipo neumático opera con aire comprimido, por lo que el venteo de gas de esta fuente no se encuentra entre las más importantes en México, aunque debe ser considerado.

La operación de las instalaciones en México en general es adecuada, por lo que no se observan niveles de emisiones en grandes cantidades, además de que el número reducido de instalaciones de gran capacidad hace que se reduzca también el número y volumen de pérdidas.

Así, siguiendo dicha clasificación, se consideran y describen las siguientes categorías de fuentes en la industria en México, para las cuales se incluyen estimaciones de contribución para el sector en su conjunto, según datos observados y reportados por diversas iniciativas[33]:

- **Combustión** – Se refiere a la quema de hidrocarburos tanto en equipo fijo (calderas, calentadores, hornos de proceso, motores de combustión interna, turbinas a gas), como en equipo móvil (transporte impulsado por motores de combustión interna o turbinas a gas). Como resultado de ineficiencias en el proceso de combustión, la misma puede ser incompleta, y los mecanismos de disociación que se verifican en presencia de calor hacen que pueda escapar metano sin quemar, o bien que parte del combustible no quemado completamente se convierta en metano (generalmente combustibles gaseosos), el cual también se libera en la corriente de gases de combustión.

[33] Programa MLED, USAID, 2014 – Modelo de Inventario de GEI para PEMEX con estimaciones a 2026

Se estima que esta categoría de fuentes contribuye con aproximadamente 32% de las emisiones totales en el subsector de producción, 62% en el de procesamiento y transporte de gas natural, y 77% en el subsector de refinación en la industria mexicana.

- **Emisiones fugitivas por quema de gas** – Se refiere a la quema de hidrocarburos de desecho o rechazo de corrientes de proceso en equipo fijo (quemadores elevados o de fosa). En la industria en México, esta fuente ha sido importante debido a que muchas de las instalaciones antiguas no se diseñaron para recuperar gas asociado, sino que el total producido se enviaba a quemadores. La quema de gas en estos dispositivos se ha ido reduciendo, aunque algunos eventos han hecho que el nivel actual esté sobre el que normalmente se encontraba en la industria durante los últimos 15 años.
  Se estima, de acuerdo con la información referida anteriormente, que esta categoría de fuentes contribuye con aproximadamente 48% de las emisiones totales en el subsector de producción (los niveles observados desde 2000 en promedio eran de 25%), 3% en el de procesamiento y transporte de gas natural, y 5% en el subsector de refinación en la industria mexicana.

- **Emisiones fugitivas venteadas y de proceso** – Las emisiones venteadas se presentan cuando se libera metano, generalmente como componente del gas natural y/o CO_2 a la atmósfera, durante la operación normal, operaciones de mantenimiento y eventos no previstos, incluyendo paros de emergencia y roturas de tuberías. Se incluyen en esta clasificación las emisiones debidas a la operación normal de equipo y dispositivos neumáticos que emplean gas natural como fluido motriz, emisiones debidas a evaporación instantánea (flasheo) en tanques de almacenamiento de crudo, condensado, aceite y agua de formación, el gas de protección que se evacúa de los tanque durante operaciones de llenado y vaciado, el gas liberado durante operaciones de carga, lastrado o tránsito de buques tanque u otros transportes, así como las operaciones requeridas por despresurización, purga o vaciado de equipos y sistemas para mantenimiento o reparaciones o por la operación automática o manual de válvulas de paro, de seguridad o de alivio de presión. Cuando se presentan roturas en tuberías de gas natural, también se consideran como emisiones venteadas. Otras fuentes importantes de emisiones de metano bajo esta categoría son las operaciones de perforación, fractura hidráulica, desarrollo, limpieza, prueba y rehabilitación de pozos, así como las operaciones de limpieza y supervisión de tuberías relacionadas con la utilización de raspadores (también llamados “diablos” o “chanchos”)

Las emisiones de proceso, las cuales para esta clasificación son un caso especial de las emisiones venteadas, son aquéllas que se generan debido a un proceso unitario o a una reacción o transformación química, tales como deshidratación, endulzado de gas, recuperación de azufre de gas amargo, coquización retardada o soplado de asfalto.
Se estima que esta categoría de fuentes contribuye con aproximadamente 13% de las emisiones totales en el subsector de producción, 27% en el de procesamiento y transporte de gas natural, y 17% en el subsector de refinación en la industria mexicana.

- **Emisiones fugitivas en componentes de equipo** – Estas emisiones son liberaciones puntuales no intencionales, generalmente referidas como "fugas" cuando provienen de componentes de tubería y equipo. Son emisiones que en general representan un volumen bajo de fuga unitaria. Pueden provenir también de superficies con sistemas de sellado, tales como empaquetaduras en vástagos y sellos en pistones de compresores reciprocantes, sellos rotativos en compresores o bombas, y como resultado de uso y desgaste de superficies o materiales en válvulas, bridas o conexiones o sello deficiente en válvulas con extremo abierto a la atmósfera. Las emisiones no puntuales de fuentes evaporativas tales como plantas de tratamiento de agua, presas API o embalses también se consideran fuentes potenciales de emisiones de metano.
  Se estima que esta categoría de fuentes contribuye con aproximadamente 7% de las emisiones totales en el subsector de producción, 8% en el de procesamiento y transporte de gas natural, y menos de 1% en el subsector de refinación en la industria mexicana.

No obstante, se utiliza ampliamente con fines de reportes nacionales la clasificación establecida en los lineamientos para inventarios de emisiones nacionales de GEI elaborados por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC).

Dicha clasificación coincide prácticamente en todos sus puntos con la clasificación de API indicada, con la única diferencia de que considera a las emisiones debidas a combustión en quemadores con fines no energéticos como una subcategoría de las emisiones fugitivas, mientras conserva la diferenciación entre emisiones fugitivas y emisiones venteadas (Vol. 2, Capítulo 4, Sección 4.2.2), si bien las incluye bajo el nombre genérico de "emisiones fugitivas" en las tablas 4.2.6 a 4.2.8.

Esta superposición, debida a la dificultad para considerar fuentes individuales de emisiones venteadas, separadas de emisiones con base en niveles de producción o proceso, para los enfoques o Tiers 1 y 2, ha hecho que en general se reporten las emisiones con la siguiente clasificación:

- Emisiones por combustión
- Emisiones fugitivas por fugas en componentes de equipo
- Emisiones fugitivas venteadas
- Emisiones fugitivas por combustión no energética

Con base en esta clasificación y en la descripción del sector que antecede, en la siguiente sección se hará una identificación de las fuentes de metano que pueden encontrarse en el sector de petróleo y gas natural, independientemente de su contribución relativa al total de emisiones de dicho GEI.

A-2 1.4. Fuentes específicas de emisiones de metano en la industria del petróleo y gas natural.

De acuerdo con lo comentado en el desarrollo de las secciones anteriores, y para una mejor referencia y explicación acerca de los mecanismos de generación de emisiones de metano y su ubicación en la cadena de valor de la industria del petróleo y el gas natural, en el documento auxiliar a este reporte se presenta una sistematización en forma de tabla, de las fuentes de emisiones de GEI en la industria del petróleo y gas a nivel mundial, ordenadas por categorías de emisiones y tipo de operaciones dentro de la industria del petróleo y el gas natural.

A-2 2. ESTADO DE TECNOLOGÍAS DE MITIGACIÓN DE EMISIONES DE METANO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS A NIVEL MUNDIAL, ESTADO DEL ARTE Y TENDENCIAS FUTURAS

En esta sección se hace un análisis general de la situación de las tecnologías empleadas actualmente a nivel global , así como aquéllas en desarrollo para la mitigación de emisiones de metano en la industria.

Se excluye de la discusión a las tecnologías dirigidas a reducir emisiones provenientes de combustión fósil con fines energéticos en equipos y dispositivos estacionarios o móviles, ya que el principal objetivo y efecto de las mismas es reducir tanto contaminantes criterio como dióxido de carbono, y dada la alta eficiencia de combustión que se presenta en la mayoría de esos equipos, si bien se alcanzan reducciones de metano proporcionales a la

reducción en consumo de combustible o al contenido de carbono en el mismo, la contribución de las emisiones de metano al total de las emisiones de esta categoría se encuentran en rangos de 0.001% a 0.12%.

A-2 2.1. Tecnologías de mitigación en los subsectores upstream, midstream y downstream en la industria del petróleo y el gas natural.

Dada la profusión de fuentes individuales de emisiones de GEI, se hará la discusión de tecnologías tomando como base los mecanismos de generación de las mismas, explicando en cada caso a qué tipo de fuentes aplican y en qué subsector de la industria pueden ubicarse.

A-2 2.1.1. Tecnologías de mitigación para emisiones fugitivas de metano en componentes de equipo.

El mecanismo de generación de estas emisiones es el del desgaste o deficiente instalación o calidad de materiales de sistemas de sellado o componentes en sistemas que manejan gas natural o crudo no estabilizado, lo que trae como consecuencia la aparición de fugas a través de empaquetaduras o sellos en componentes estáticos de tubería y equipo (uniones bridadas, uniones roscadas, líneas con extremo abierto, empaquetaduras de válvulas, dispositivos de seguridad, etc.). Las fugas también pueden presentarse debido a poros por fallas en materiales de componentes o en uniones soldadas.

Dado que existen sistemas que conducen gas natural asociado, seco, húmedo, o gas combustible o para proceso en toda la cadena de valor del petróleo y gas natural, los comentarios aplican a todos los subsectores (upstream, midstream y downstream) de la industria.

En este caso específico, la tecnología de mitigación es la reparación o sustitución de componentes o sistemas de sellado encontrados con fuga, tales como conexiones roscadas o bridadas de tuberías, válvulas y accesorios, lo cual debe realizarse de acuerdo con la normatividad y especificaciones técnicas y de seguridad requeridas.

Esta solución tecnológica es la misma que existe desde los orígenes de la industria, y en donde se han presentado avances es en las técnicas de detección y cuantificación de emisiones, las cuales han pasado de técnicas sensoriales (oído, tacto y olfato), a técnicas de detección local y actualmente se ha perfeccionado la detección remota, principalmente a través de tecnología infrarroja de hidrocarburos, que permite una ubicación precisa y rápida de los puntos donde se presentan estas emisiones, lo que facilita la labor de los equipos de mantenimiento al proporcionar no sólo la localización y características de la

falla (empaquetadura, falla de material, sello, etc.), sino también una estimación cualitativa de su importancia, por comparación con otras detectadas. (Figura A1-2).

Ello permite incrementar la eficiencia de la aplicación de los recursos destinados a la mitigación de estas emisiones, puesto que se puede priorizar la atención tanto a las mayores fugas presentadas, como a aquéllas que representan un mayor riesgo a la seguridad.

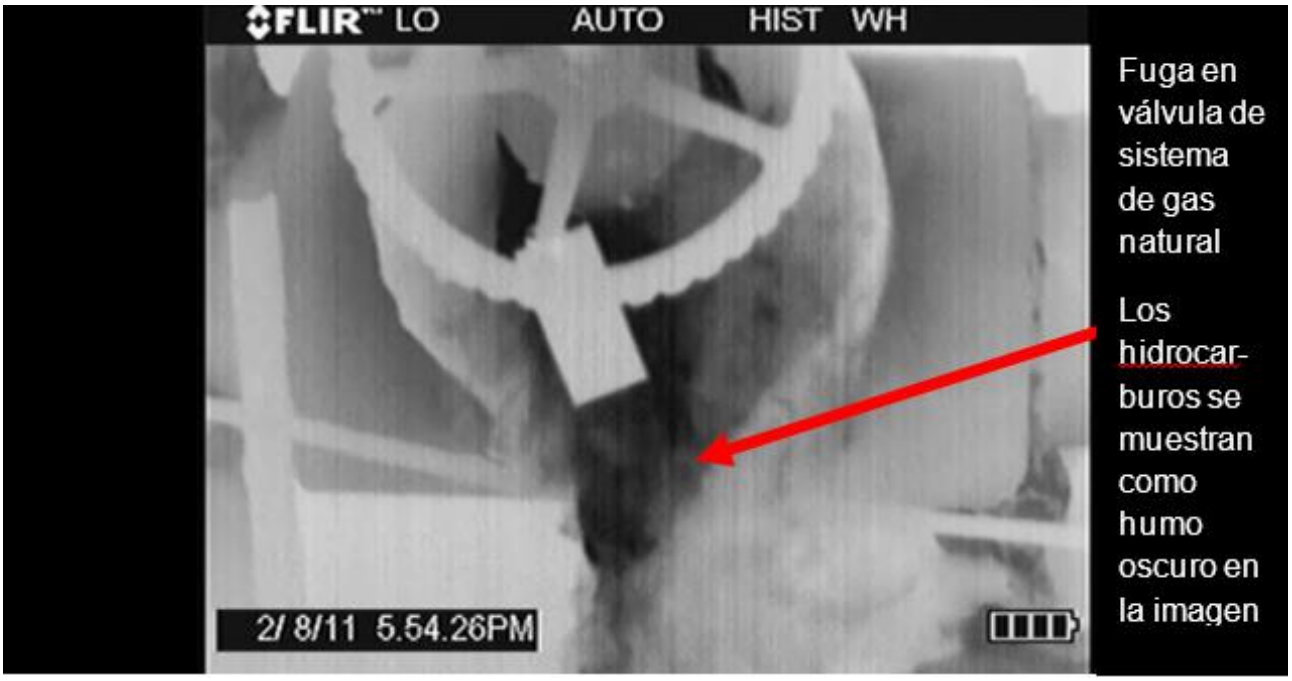


Figura A2 - 2 Fuentes de emisiones de metano en la cadena de valor de la industria del petróleo y el gas natural

Fuente: Acervo del consultor

Otro avance que se ha tenido, auxiliar a la detección precisa, es la medición confiable de los volúmenes de fuga, lo cual permite dimensionar económicamente el beneficio de la mitigación para cada fuga individual.

Cuando las técnicas de detección como las técnicas de cuantificación se aplican en conjunto, se cuenta con una herramienta poderosa para decidir la mejor ruta de mitigación en una instalación o sistema dados.

Al establecer un sistema de MRV[34] para la gestión de estas emisiones, pueden obtenerse patrones de recurrencia y con ello se tiene la posibilidad de implementar un sistema de inspección y mantenimiento dirigidos (D&IM por sus siglas en inglés), lo cual optimiza la frecuencia de detección y cuantificación reduciendo los costos totales de mitigación.

En el caso de fuentes no puntuales, tales como instalaciones de tratamiento de agua o presas API y embalses donde se presentan emisiones de metano, la técnica de detección sigue siendo valiosa, aunque la cuantificación debe hacerse por criterios teóricos y dado el nivel de emisiones, así como la dificultad para reducirlas, en general no se establecen medidas específicas a este tipo de incidencias.

[34] Medición, reporte y verificación

El potencial de reducción permanente aplicando las técnicas antes referidas, en general es superior al 80%.

En el caso de México, se han llevado a cabo análisis y acciones de reducción de este tipo de emisiones en algunos Complejos Procesadores de Gas (CPG), con resultados que avalan los potenciales anteriores (80% de reducción permanente de fugas), y retornos de inversión menores a 1 año en la mayoría de los casos, si bien se requiere mano de obra intensiva no siempre disponible en razón de la falta de recursos asignados al mantenimiento debido al régimen presupuestario de la empresa.

A-2 2.1.2. Tecnologías de mitigación para emisiones fugitivas venteadas de metano y perspectivas futuras de las mismas.

Como se ha mencionado, estas emisiones se presentan en diferentes equipos y sistemas como parte de la operación normal de la instalación, es decir que las pérdidas se han tomado en cuenta desde el diseño de la misma y en ocasiones son necesarias para una operación adecuada del mecanismo de funcionamiento de ciertos equipos o sistemas. (p.ej., las empaquetaduras de vástagos de pistones en compresores reciprocantes deben tener una pequeña fuga, pues si se eliminara la misma, ello implicaría una presión excesiva en las superficies bajo sello, lo cual a su vez podría ocasionar un desgaste excesivo y falla prematura de los componentes).

Atendiendo al mecanismo de generación, en los apartados siguientes se describe brevemente el estado de la tecnología para las más importantes fuentes de emisiones venteadas.

Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en equipo mecánico

Dado que en los equipos de compresión y bombeo se tienen elementos móviles alternativos y/o rotatorios que están en contacto con el fluido de proceso (gas natural o crudo no estabilizado), y para minimizar las pérdidas de dichas sustancias, se requieren sistemas de sellado dinámico en todos los equipos.

Puesto que estos equipos se emplean en toda la cadena de valor de la industria, las tecnologías descritas aplican a los sectores upstream, midstream y downstream.

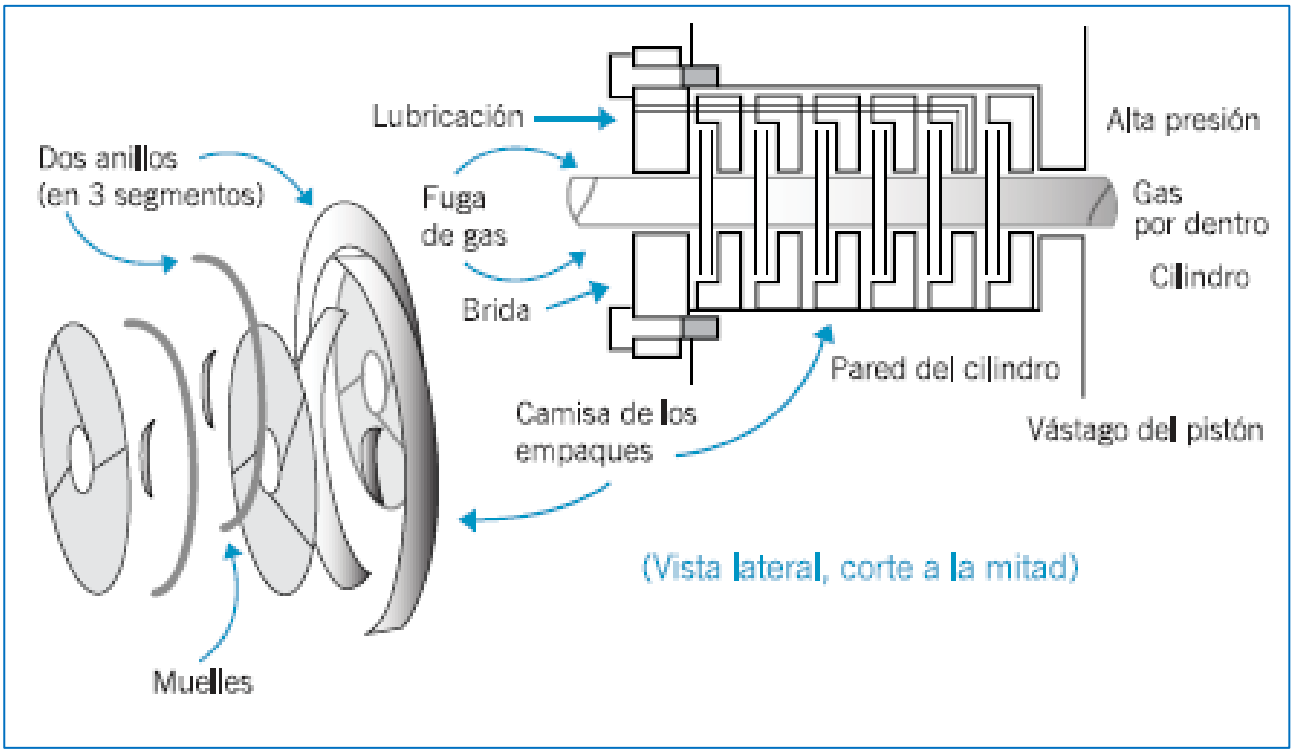
En general se distingue entre equipos alternativos y sistemas rotativos (centrífugos mayoritariamente), atendiendo a sus diferentes formas de operación y sistemas de sellado necesarios.

En el caso de equipos alternativos, las superficies a sellar son las del vástago que impulsa cada pistón del compresor, así como los sellos internos de los pistones. En el primer caso

es donde pueden presentarse emisiones de metano de manera directa, puesto que los sellos internos fugan hacia otra cámara del mismo sistema de gas comprimido.

La tecnología ha evolucionado desde los sellos a partir de elementos textiles simples, a nuevos compuestos y sistemas precargados mecánicamente, los cuales permiten reducir las fugas entre el vástago y la empaquetadura correspondiente al mínimo.

En la Figura A1-3, se presenta una ilustración del principio de funcionamiento de dichos



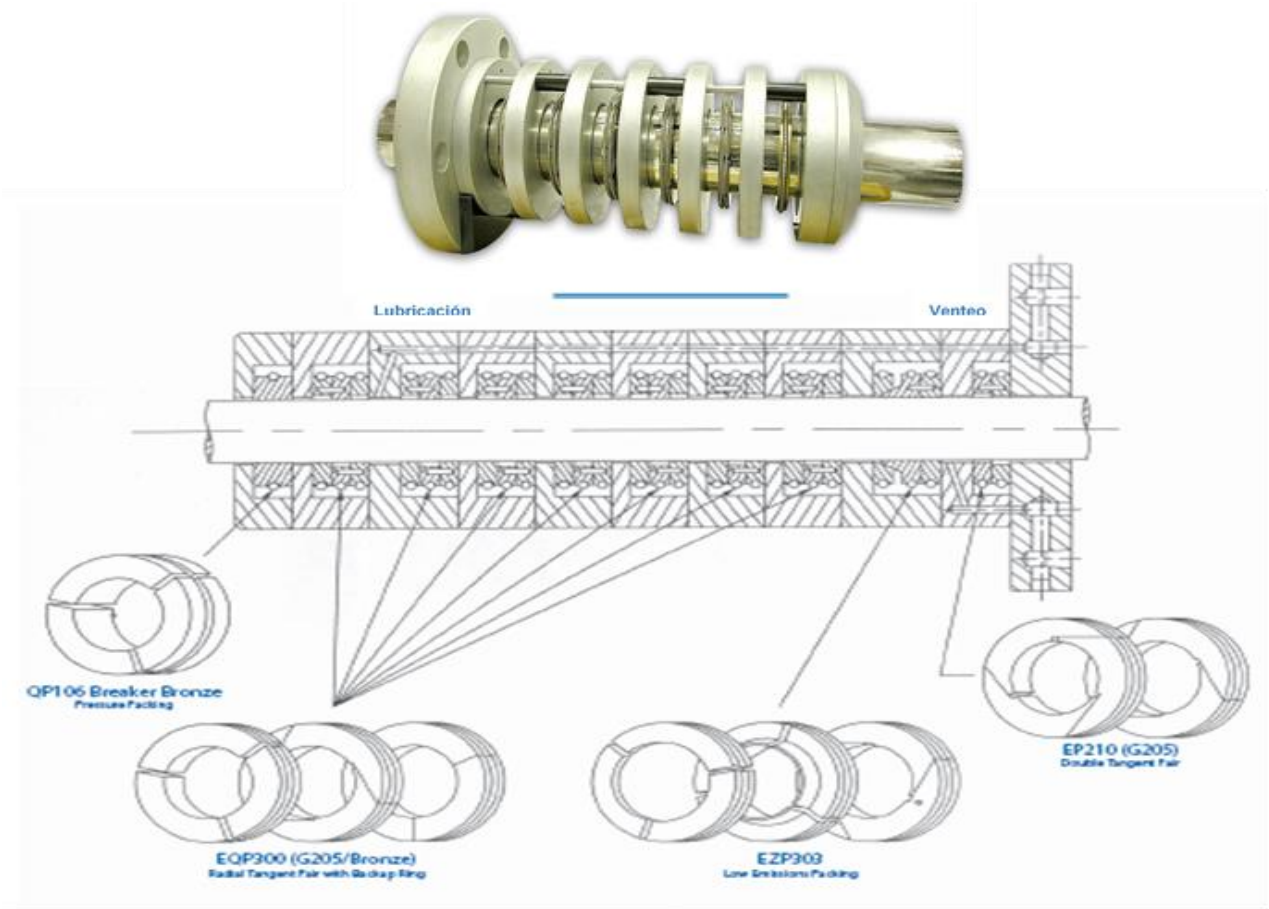
sistemas de empaquetadura.

Figura A2 - 3 Sistema de empaquetadura de alta eficiencia para vástagos de pistones de compresores reciprocantes

Fuente: Ilustración proporcionada por el fabricante de sellos C.Lee Cook

El sistema, para alcanzar su máximo potencial de reducción, requiere también de materiales mejorados en los vástagos para permitir un período de operación lo más largo posible sin deformaciones o desgaste, elementos que cuando se presentan, son causantes de la mayor parte de las emisiones.

En la Figura A1-4, se muestra un sistema de empaquetaduras de alta eficiencia, el cual está constituido por los mismos elementos que uno clásico, si bien los materiales de construcción están mejorados y se cuenta con elementos elásticos (resortes) para la precarga mecánica del sistema, lo que permite minimizar la deformación y mantener la resistencia del mismo durante un periodo extendido, reduciendo las tolerancias en medidas, con lo cual también se minimizan las emisiones nominales por efecto del menor claro existente, así como por un período de operación sin deformaciones o abrasión más



largo.

Figura A2 - 4 Sistema de empaquetadura de alta eficiencia para vástagos de pistones de compresores reciprocantes

Fuente: Ilustración proporcionada por el programa Natural Gas Star, de la US EPA

De acuerdo con informaciones de los fabricantes y del programa Natural Gas Star, se pueden alcanzar reducciones de fugas de un 85%, por lo que la mitigación de emisiones de metano se verifica en la misma proporción.

Para equipos rotatorios, los sistemas de sellado implican la creación de una barrera de alta presión entre la cavidad que contiene el fluido de proceso y la atmósfera, generalmente en el punto donde la flecha del equipo sale de la carcasa que lo contiene.

Los sistemas tradicionales incorporan un sello de laberinto formado por canales entre la flecha y la carcasa, los cuales permiten el flujo de un fluido a alta presión, el cual es la barrera entre el fluido de proceso y la atmósfera. Dado que el gas natural es miscible con el aceite, éste debe someterse a una desgasificación para que conserve sus propiedades.

A este sistema se le denomina como “sello húmedo”, empleado aún en muchas instalaciones. Los primeros avances en esta tecnología, fueron los de minimizar el gas venteado en desgasificación, ya sea mediante la optimización del flujo de aceite, o mediante la recuperación del gas venteado para utilizarlo como combustible o en corrientes de proceso.

La figura A1-5, muestra un sistema de sellos húmedos con sus componentes básicos y los dispositivos y elementos que pueden incorporarse para reducir las emisiones a la atmósfera.

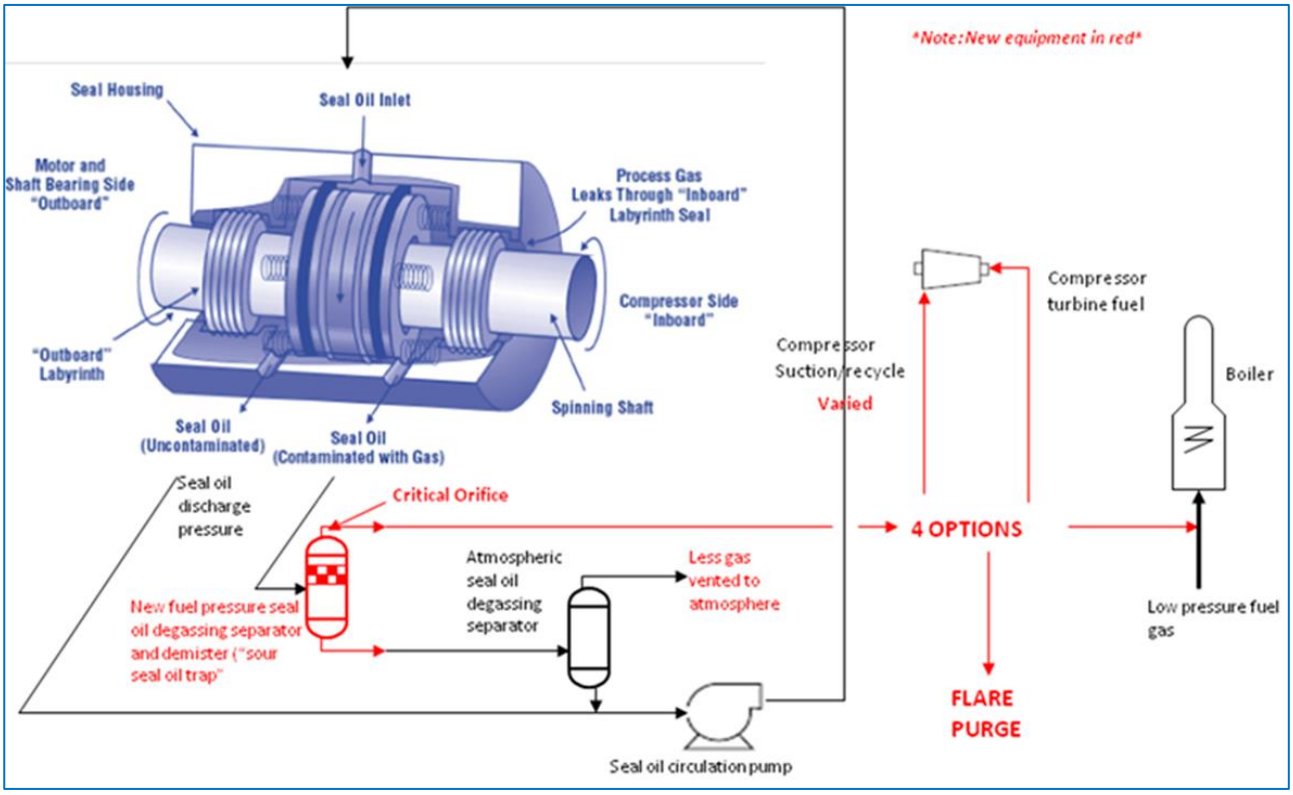


Figura A2 - 5 Sistema de empaquetadura de alta eficiencia para vástagos de pistones de compresores reciprocantes

Fuente: Programa Natural Gas Star de la US EPA

El estado actual de la tecnología incorpora lo que se denomina “sello seco”, el cual utiliza un principio similar al de los sellos húmedos, aunque en este caso la barrera se forma por una zona de alta presión creada por unas aspas que giran adosadas a la flecha del compresor dentro de un canal, las cuales generan dicha presión mediante efectos aerodinámicos.

En la Figura A1-6, se presenta una ilustración de un sello seco instalado en la flecha de un compresor centrífugo.

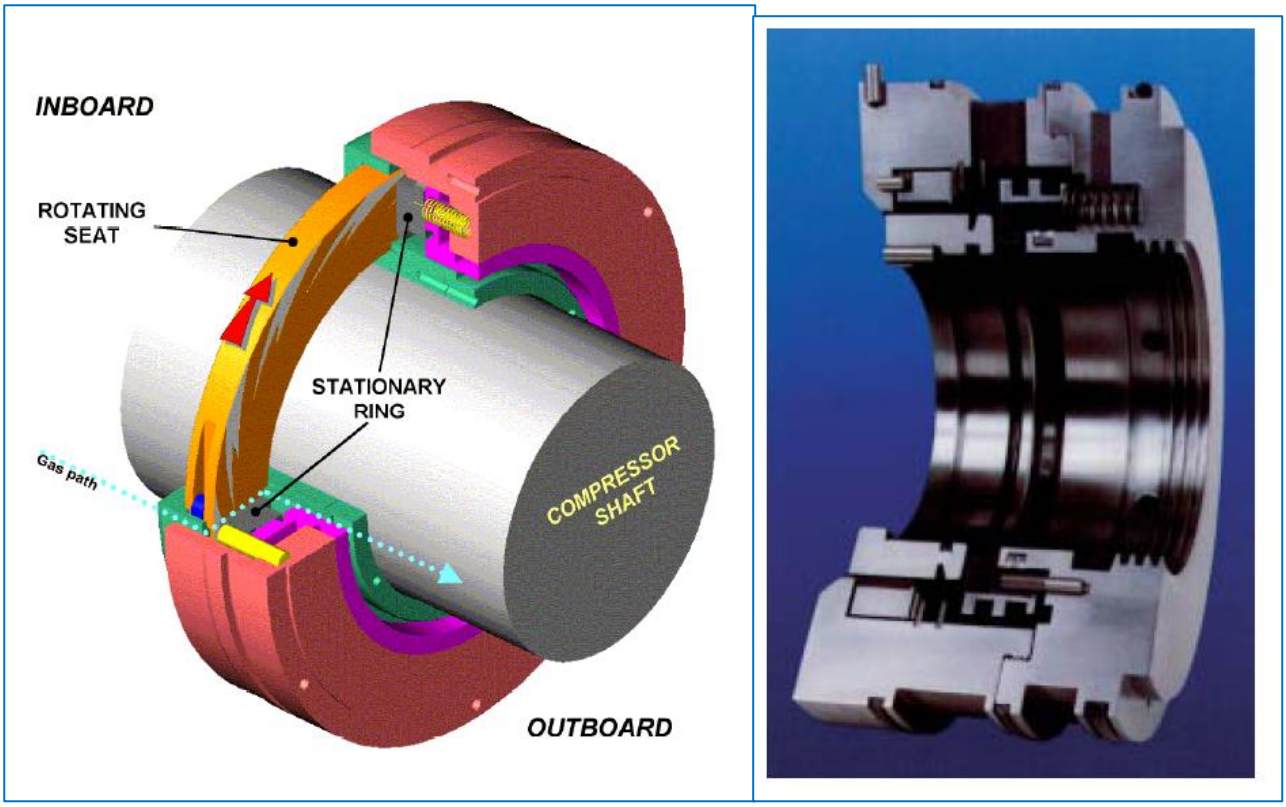


Figura A2 - 6 Sistema de sellos secos para compresores centrífugos

Fuente: Ilustración de Global Methane Initiative

De acuerdo con informaciones de los fabricantes y del programa Natural Gas Star, se pueden alcanzar reducciones de fugas mayores al 90%, por lo que la mitigación de emisiones de metano se comporta de la misma manera.

Es posible hacer conversiones de sellos húmedos a secos en compresores existentes, para lo cual existen kits en el caso de los compresores de los mayores fabricantes de la industria, por lo que el tiempo de paro requerido es reducido.

En México existe potencial para realizar este tipo de implementación en compresores de PEMEX transformación industrial y se han realizado algunos cambios de este tipo, si bien existe todavía un número no determinado de compresores a los que se podría aplicar.

En mediciones realizadas con motivo de dicha implementación por el programa Methane to Markets (hoy Global Methane Initiative), se comprobó una reducción de 96% de emisiones con respecto a la línea base para compresores en CPG.

Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en tanques de almacenamiento de crudo y condensado

El crudo generalmente se produce junto con gas asociado, mientras el gas natural húmedo trae consigo hidrocarburos líquidos, denominados genéricamente “condensados”, por lo que deben separarse las diferentes fracciones en operaciones del midstream, iniciando con equipos separadores de entrada a las instalaciones de pretratamiento o almacenaje.

Durante la separación, y dado que la misma se realiza a presión mayor a la atmosférica, una parte del gas permanece en el seno de los hidrocarburos separados, e incluso en el agua de formación.

De este modo, cuando la corriente de hidrocarburos y de agua de formación pasan a tanques de almacenamiento atmosférico, la presión de vapor de las sustancias involucradas produce una evaporación instantánea o flasheo, el cual se libera a la atmósfera a través de los orificios abiertos o válvulas de presión – vacío de los sistemas de protección de los tanques.

En la Figura A1-7 se muestra una imagen de un tanque de almacenamiento de crudo en vista normal y con el auxilio de un dispositivo infrarrojo de detección de hidrocarburos. Se

aprecia que las emisiones se producen a través de múltiples puntos en la tapa del tanque.

Figura A2 - 7 Sistema de empaquetadura de alta eficiencia para vástagos de pistones de compresores reciprocantes

Fuente: Programa Natural Gas Star de la US EPA

Las tecnologías de mitigación en este caso son de dos tipos:

- Tecnologías de conducción de los gases hacia un sistema de quemadores, en donde los mismos se destruyen mediante un proceso de combustión, si bien parte del metano se liberará debido a las ineficiencias de combustión de estos dispositivos.
- Tecnologías de recuperación de vapores, las cuales succionan los mismos del tanque impidiendo su liberación a la atmósfera, y comprimiendo dichos vapores para permitir su inyección a un ducto o su empleo como combustible localmente.

Es al segundo de los dos tipos de tecnologías al que se dedicará esta explicación, puesto que el primero era un enfoque simple en el cual sólo se buscaba la destrucción del gas y no su aprovechamiento.

Para este tipo de tecnologías se tienen tasas de reducción de emisiones de vapores de cerca de 95%, lo cual considerando períodos de mantenimiento podría reducirse al 90%, debido a que no es rentable mantener un equipo de reserva generalmente.

Todas las tecnologías existentes de recuperación de vapores se basan en la instalación de un equipo de compresión, cuya succión se conecta ya sea directamente al tanque o a otro dispositivo conectado al mismo, permitiendo crear una zona de baja presión hacia donde se dirigen los vapores producto del flasheo.

Dichos vapores son comprimidos y enviados ya sea a una línea para seguir en la cadena de valor del gas natural como producto o insumo para un proceso, o bien si la calidad de dichos vapores es adecuada, para ser utilizados como combustible en la propia instalación.

Actualmente existen dos tipos de implementaciones utilizadas con frecuencia, una de las cuales es la conexión directa al tanque del sistema o unidad de recuperación de vapores (URV), y la otra es mediante la utilización de una torre de recuperación de vapores, en la cual la URV se conecta a un recipiente cilíndrico vertical instalado corriente arriba de los tanques de almacenamiento, por lo que todo el flujo hacia dichos tanques pasa a través de dicho recipiente, denominándose a este conjunto “torre de recuperación de vapores” o TRV.

El primero de dichos tipos de instalación puede dar servicio a varios tanques, aunque su aplicación está indicada para uno solo, puesto que debería estar altamente sobredimensionada para garantizar su buen funcionamiento en todas las combinaciones posibles de operación de todos los tanques involucrados tanque, mientras el segundo puede dar servicio a todos los tanques corriente abajo del mismo, además de que constituye una protección adicional contra el fenómeno de implosión del tanque, ocasionado cuando el sistema de control de disparo por baja presión de la URV falla juntamente con una falla de los sistemas de rompimiento de vacío en el tanque.

Dado que la TRV soporta un vacío mayor, así como que se encuentra conectada a varios tanques corriente arriba de ellos, se minimizan las posibilidades de que pueda presentarse una falla simultánea en todos los sistemas de protección de todos los tanques conectados a la torre. Lo anterior adicionalmente a la economía de escala y reducción de número de unidades de compresión requeridas, dado que no todos los tanques tendrán operaciones de carga o descarga simultáneas, permitiendo una menor capacidad instalada que para URV individuales.

En la Figura A1-8 se muestra una URV instalada en una batería de tanques de almacenamiento de crudo.

Figura A2 - 8 Unidad de recuperación de vapores instalada en una batería de tanques.

Fuente: Hy-Bon Engineering

Mientras tanto, la Figura A1-9 muestra la instalación de una TRV para un servicio similar. Puede apreciarse en la misma la mucho más pequeña dimensión aparente del sistema de compresión, debido a las características de diseño y operación que se han comentado en los párrafos anteriores.

Figura A2 - 9 Torre de recuperación de vapores instalada en una batería de tanques.

Fuente: Hy-Bon Engineering

Los avances de estas tecnologías no se han orientado tanto al principio de operación, el cual se ha mantenido desde su origen, sino a aspectos operativos y de aplicación:

Así, uno de los desarrollos es la diversidad de fuentes de energía para impulsar los compresores de las URV, ya que en un principio eran todos eléctricos, lo cual dificultaba su instalación en lugares sin acceso a tales servicios.

De este modo, el primer desarrollo fue la utilización de motores de combustión interna para impulsar los compresores incluso con gas propio del campo (el mismo recuperado), a lo que siguió la utilización de corrientes de agua de formación de reinyección para impulsar una turbina que a su vez impulsa al compresor de la URV.

El segundo desarrollo consistió en el análisis de los diferentes tipos de compresores existentes para seleccionar aquéllos que proporcionaran un servicio más confiable y fuesen menos propensos a fallas por las condiciones de operación ambientales, además de tener puntos altos de eficiencia en todo su rango operativo.

En tercer lugar, se desarrollaron sistemas de control sofisticados, los cuales permiten una operación segura y eficiente, minimizando las necesidades de energía en todos los puntos operativos de la instalación y permitiendo incluso el control de varios sistemas de manera remota.

Por último, y dado que su aplicación en instalaciones costa afuera está limitada por aspectos de espacio en plataformas, se diseñaron paquetes compactos para este uso, dos de los cuales se muestran en la Figura A1-10, extendiendo su aplicación al upstream.

Figura A2 - 10 Unidades de recuperación de vapores instaladas en plataformas marinas en el Golfo de México.

Fuente: Hy-Bon Engineering

La aplicación al subsector upstream de estas tecnologías, se extendió aún más con el desarrollo de equipos miniaturizados que permiten recuperar el gas que anteriormente se venteaba de los espacios anulares en pozos, o bien de pozos con producción moderada o pequeña de gas asociado de baja presión para los cuales no había anteriormente una forma económica de recuperación. Al reducirse la presión en el espacio anular, también se incrementa la productividad del pozo, por lo que estos sistemas se están instalando como una forma de incrementar ingresos por producción, lo que lo hace una solución altamente deseable tanto económica como ambientalmente. Uno de dichos equipos se muestra en la Figura A1-11.

Figura A2 - 11 Unidad de recuperación de vapores para instalación a pie de pozo

Fuente: Platinum Vapor Control

Estas tecnologías tienen un potencial de reducción de emisiones proporcional a su capacidad de recuperación de gas venteado, que en promedio es de un 95%. No obstante, para que su aplicación sea exitosa, se requiere tener un uso o instalaciones para descarga del gas recuperado, pues de otro modo sólo se puede enviar a un quemador.

Cuando existen las condiciones para que se tengan usos del gas o líneas cercanas, generalmente el período de retorno de inversión para estas implementaciones es de entre 2 y 4 años.

Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en operaciones de perforación y mantenimiento de pozos

Las operaciones de perforación, desarrollo, limpieza y rehabilitación de pozos se llevan a cabo rutinariamente en el subsector upstream.

En el primer caso, en el momento en que la perforación alcanza el casquete de gas o el lecho de crudo, se trasladan a la superficie cantidades apreciables de líquidos y gases, estos últimos, en conjunto con los recortes de perforación, son comúnmente venteados o soplados a la atmósfera directamente, o enviados a un quemador portátil.

Para las operaciones de desarrollo, limpieza y rehabilitación de pozos, muchas veces se utiliza la presión del gas del yacimiento para ayudar en dichas tareas, por lo cual el mismo se contamina con materiales de perforación o sello y con desechos de otro tipo antes de ser evacuado como venteo o quemados.

Aún con la existencia de un quemador adecuado, no todo el gas extraído puede enviarse al mismo debido a que se requiere una calidad mínima para un funcionamiento adecuado del mismo, y no se cuenta en general con equipo o instalaciones cercanas para proporcionar dichos tratamientos.

Para reducir la cantidad de gas venteado a la atmósfera, se desarrollaron paquetes portátiles que cuentan con un separador trifásico (líquidos/sólidos/gas) y otros tratamientos físicos, lo que permite enviar el gas directamente a la línea de recolección o utilizarlo localmente, evitando en gran medida el venteo en las diferentes operaciones y maximizando la rentabilidad al generar ingresos a partir de corrientes que anteriormente eran consideradas como desecho.

Debido a que todavía existen partes del proceso en las cuales no se alcanzan las condiciones para ingresar el gas al equipo de terminaciones verdes, la recuperación esperada de esta tecnología se ubica en un 80%, respecto de una operación sin el empleo de tales técnicas.

Desde luego que la aplicación de estas tecnologías corresponde al subsector upstream y particularmente en la cadena de valor del gas natural.

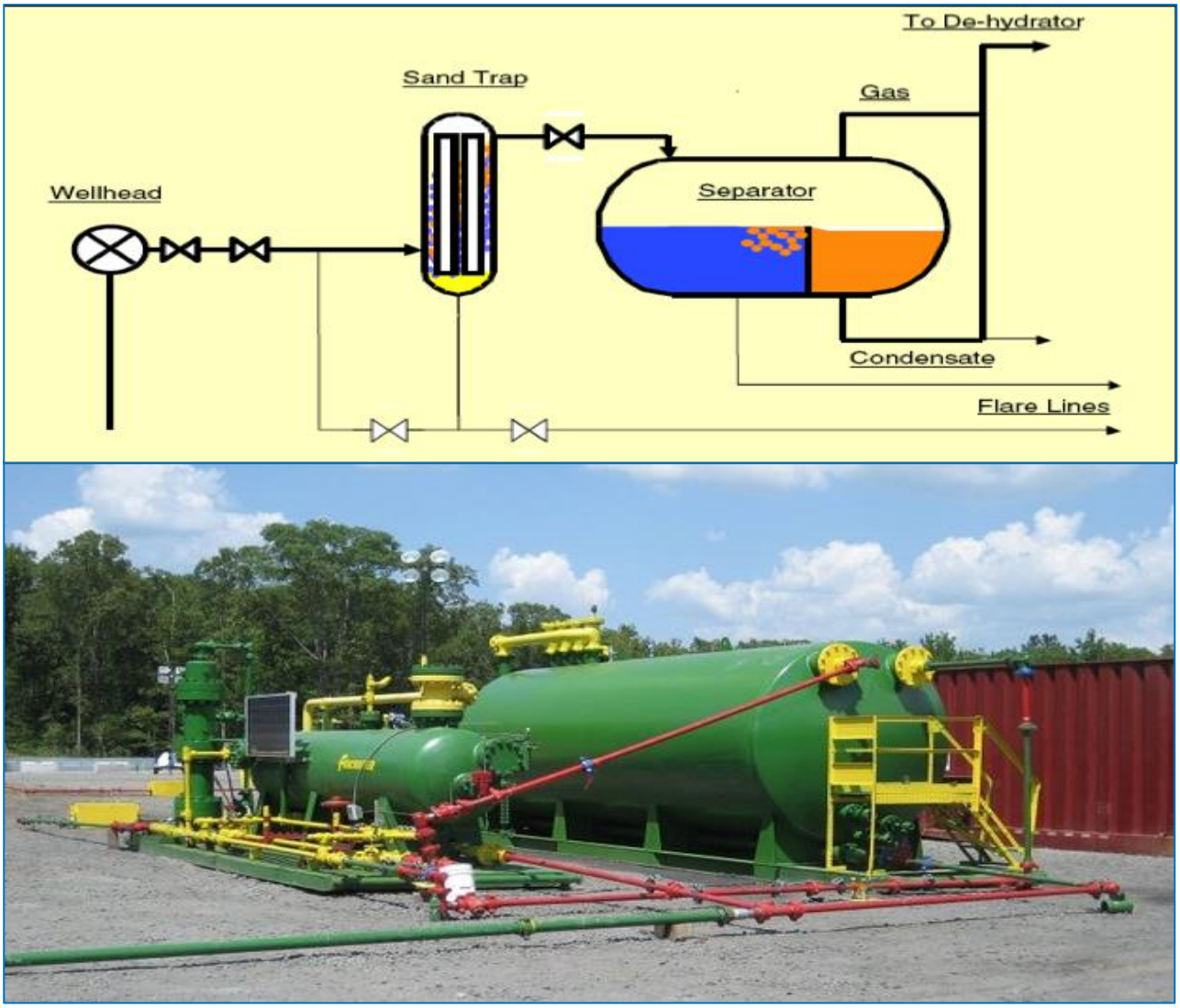
Uno de los mayores campos de aplicación para esta tecnología se encuentra actualmente en los grandes desarrollos de gas de lutitas (shale gas), en donde uno de los mayores

obstáculos que se enfrentan es precisamente la oposición pública al desarrollo de este subsector de la industria por consideraciones ambientales.

Aunque la contaminación de los mantos freáticos es la causa más común para este rechazo, lo es también la gran cantidad de gas que se ventea a la atmósfera, ante la imposibilidad de conducir todo el a un quemador y la gran cantidad de pozos que deben perforarse, desarrollarse y mantenerse en tiempos relativamente cortos.

Si bien la práctica de terminaciones verdes no es general en la industria, un desarrollo sustentable de la explotación de gas no convencional requiere su adopción a mayor escala.

En la Figura A1-12 se muestra un diagrama esquemático, así como la fotografía de un



sistema para terminaciones verdes instalado en un campo de shale gas.

Figura A2 - 12 Diagrama esquemático y foto real de un sistema para terminaciones verdes en pozos de shale gas

Fuente: Natural Gas Now (naturalgasnow.org)

El desarrollo futuro de estas tecnologías va hacia una mayor eficiencia de separación y robustez de los equipos, para permitir la recuperación de gas a lo largo de todo el proceso de terminación o rehabilitación de pozos, así como su miniaturización para transportarse cuando ello resulte más económico que su conexión y operación en una instalación central.

Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en dispositivos neumáticos

En toda la cadena de valor del petróleo y el gas natural se utilizan dispositivos neumáticos de varios tipos, los cuales tienen alguna o varias de las siguientes funciones:

- Transmisión de señales de medición o control
- Accionamiento de elementos finales de control (válvulas, compuertas, etc.)
- Accionamiento de equipo de dosificación química
- Accionamiento de equipo motriz (bombas o compresores)
- Dispositivos para arranque de equipo principal (motores neumáticos para arranque de motores de combustión interna o turbinas a gas)

Como puede apreciarse, estos dispositivos son necesarios para una operación adecuada de un gran número de instalaciones, por lo que no es probable que se dejen de usar en el corto o mediano plazo, aun cuando hay alternativas electrónicas o mecánicas. De lo anterior también puede afirmarse que la aplicación de las medidas de mitigación para esta fuente de emisiones de metano tiene su ámbito en los subsectores upstream, midstream y downstream.

Debido a lo anterior, las tecnologías de mitigación en este caso se dividen en dos:

- Utilización de dispositivos neumáticos de baja purga (o conversión a los mismos de los dispositivos actuales).
- Eliminación del uso de gas natural como medio motriz, por lo que se tienen a su vez dos alternativas:
    - Utilización de equipos mecánicos o electrónicos que no requieren de un fluido motriz.
    - Utilización de un fluido motriz diferente, por ejemplo, aire comprimido.

En el primer caso, existen dispositivos o kits de conversión que permiten reducir el consumo de fluido motriz (y por tanto el venteo de metano), entre un 30% y un 70% con respecto a los dispositivos neumáticos convencionales.

Existen también instalaciones en donde las descargas de los venteos se encuentran conectadas a un sistema que recolecta dicho gas enviándolo al sistema de gas combustible de motores de combustión interna dentro de la instalación, aunque las necesidades de mantenimiento para un sistema de tal complejidad hacen poco práctico y rentable su implementación como una solución de amplia aplicación.

En el segundo caso, se eliminan 100% de las emisiones de metano, si bien no todos los elementos o dispositivos neumáticos tienen un contratipo mecánico o electrónico, ni en todas las instalaciones es posible o rentable la sustitución del gas natural por gas comprimido u otro gas a presión como fluido motriz.

Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en sistemas de deshidratación por glicol y de endulzado de gas con aminas

En las operaciones de midstream, se deben impartir diferentes tratamientos al gas natural para permitir su transporte y/o proceso eficiente y económico.

Así, uno de los tratamientos comunes para el gas natural es retirar la humedad del mismo, con lo que se pretende reducir la formación de hidratos durante su transporte, lo cual podría ocasionar problemas de taponamiento en tuberías.

Para realizar lo anterior, se utilizan deshidratadores que circulan una solución de glicol a contracorriente de la corriente de gas natural. Dicha solución captura la humedad y permite “secar” el gas, con lo cual alcanza las especificaciones para transporte.

Mientras tanto, el glicol agotado, saturado con agua, también atrapa parte del gas, el cual al regenerar la corriente por medio de calor indirecto, escapa junto con el vapor de agua para devolver la solución de glicol a su estado inicial.

En el caso de la suavización, se tiene un caso similar, pero en este tratamiento la solución que circula está compuesta por aminas de diferentes tipos, las cuales absorben el dióxido de carbono y ácido sulfhídrico del gas amargo para reducir su contenido hasta la especificación de ventas.

La regeneración de esta solución libera también una fracción de metano, si bien dada la existencia del ácido sulfhídrico, la corriente de gases de regeneración generalmente se envía al quemador o a una unidad de recuperación de azufre en lugar de ventearse a la atmósfera.

En ambos casos, la tecnología inicial para reducción de emisiones de metano fue la de modificar la tasa de recirculación de las soluciones, de manera que sólo se circule el gas estrictamente necesario para alcanzar las especificaciones requeridas, con lo cual se reduce la captura de gas también, pues se demostró que prácticamente todas las instalaciones operaban con tasas de recirculación superiores a la requerida.

Estas tasas de recirculación en las primeras instancias de desarrollo de tecnologías de control de emisiones permanecían fijas, pero el ajuste de las mismas ha permitido alcanzar niveles de reducción de alrededor de 30% en las emisiones de metano. Esta regulación puede hacerse manualmente, en cuyo caso no hay inversión más que los recursos para medir y realizar pruebas.

El segundo nivel de desarrollo para la mitigación de emisiones de metano fue la implementación de sistemas de control automáticos que medían la humedad o el contenido de dióxido de carbono y ácido sulfhídrico en el gas producto y ajustaban la tasa de recirculación al valor mínimo seguro para obtener la especificación requerida. Con lo anterior, se redujeron en cerca de 60% las emisiones de metano de estas fuentes. Este tipo de sistemas sólo se justifica para instalaciones grandes, teniendo períodos de recuperación de inversión de entre 1 y 2 años

En el caso del control de humedad, también se desarrollaron medios adsorbentes que no requieren de componentes móviles o circulación de fluidos para su funcionamiento, si bien no han resultado económicos en su operación, aunque tienen tasas de reducción de emisiones superiores al 80%.

Desde hace algunas décadas, se desarrollaron sistemas de cribado molecular o membranas para eliminar la humedad, el dióxido de carbono y el ácido sulfhídrico de los sistemas. El desarrollo actual tiende a reducir el costo y complejidad de estos sistemas para eliminar el empleo de soluciones y la retención de gas natural no deseada en aplicaciones de baja escala, con lo cual se extendería su uso, ahora limitado a grandes instalaciones. Estas soluciones tienen tasas de reducción de emisiones de metano de más del 90% respecto de los sistemas tradicionales de pequeña escala, pero su aplicación debe analizarse caso por caso.

No se conoce el potencial de mitigación en la industria en México para esta fuente de emisiones, ya que no existe información disponible acerca del número y características de equipos de este tipo instalados. No obstante, se estima que es modesto, pues no es una práctica común, a diferencia de lo que ocurre en otras jurisdicciones, destacadamente los Estados Unidos.

Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en operaciones de mantenimiento de sistemas de transporte de gas

En todos los sistemas de transporte de gas se presentan necesidades de mantenimiento y reparación que requieren la evacuación del gas de una sección de tubería y de los compresores asociados.

En muchos casos, lo anterior se hace a través del venteo del gas que permanece en la línea a la presión de transporte, lo cual dependiendo de las facilidades para seccionamiento del tramo en el que se realizarán los trabajos puede representar un volumen considerable de gas natural y por tanto metano venteado a la atmósfera.

Las soluciones tecnológicas para reducir esas emisiones se concentran en reducir la masa de gas que se venteará, lo cual puede hacerse de tres maneras básicas:

- Haciendo más pequeños los tramos mínimos con posibilidad de seccionamiento, reduciendo con ello el volumen total a evacuar, si bien esta alternativa es muy costosa y presenta riesgos de seguridad operativa y física.
- Mediante el vaciado con los compresores de línea (pump-down), aprovechando la relación de compresión de los mismos, con lo cual pueden operar hasta antes de su punto de paro por baja relación de compresión enviando parte del gas en la línea corriente arriba de los mismos hacia el sistema corriente abajo, generalmente en una proporción de 50% o más para compresores centrífugos, y de 75% o más para compresores reciprocantes.
- Mediante la utilización de compresores reciprocantes portátiles o auxiliares con alta relación de compresión (4:1, por ejemplo), que permitan enviar el gas remanente en la línea a evacuar después del pump-down hacia otra línea cercana o al lado corriente abajo del compresor, con lo cual se puede evacuar el 75% de dicho gas remanente, lo cual se traduce en conjunto con el volumen evacuado durante el pump-down en una reducción del gas a ventear de entre 87% y 93%.

Estas prácticas se han popularizado en el midstream particularmente en Canadá y Estados Unidos, pues reducen los riesgos e incrementan los ingresos de las compañías.

No se prevé un desarrollo significativo en esta tecnología salvo por el empleo de equipos portátiles de mayor eficiencia, si bien ello no contribuye significativamente a la reducción de emisiones de metano.

Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en operaciones de quema de gas de desecho

En todos los subsectores (upstream, midstream y downstream) de la industria del petróleo y el gas natural, se tienen instalaciones que manejan gas y que requieren por diseño contar con la capacidad para eliminar la totalidad del gas que emplean aun y cuando éste siguiera suministrándoseles indefinidamente y no se pudiese reanudar la operación.

Tal es el criterio básico de dimensionamiento para el diseño de quemadores, y dado que un criterio de seguridad de operación para los mismos establece que debe evitarse la entrada de aire al sistema, en operación normal de instalaciones que no tienen una quema de gas permanente y necesaria es requerido el suministro de gas al sistema para mantenerlo con presión positiva. En sistemas de gran tamaño, la cantidad de gas de relleno o de purga suministrada a este sistema puede ser significativa.

Adicionalmente, se requiere contar con una fuente de ignición confiable y permanente, por lo que la mayoría de los sistemas en la industria están equipados con un piloto a gas, el cual también consume dicho energético.

Si bien la eficiencia de combustión de los quemadores elevados, diseñados para manejo de gas, es alta, generalmente mayor al 96%, aunque mucho menor que la de los equipos de transformación de energía térmica, los grandes volúmenes unitarios y la cantidad total de gas no aprovechado en una determinada jurisdicción o sistema pueden hacer que las emisiones de metano de esta fuente sigan siendo muy importantes en cuanto a su magnitud respecto del total de emisiones de GEI, por lo que se consideran como una fuente relevante de emisiones de metano en tales casos, si bien la mayor parte de los GEI generados corresponden a emisiones de dióxido de carbono.

Las tecnologías de control de emisiones en este caso deben seguir una secuencia de aplicación recomendada por la experiencia, para lograr el máximo rendimiento de las inversiones requeridas. Dicha secuencia, correspondiente también a técnicas complementarias de mitigación, se reproduce en la siguiente lista:

- Revisión de válvulas de desfogue a quemadores para eliminar fugas hacia el sistema debidas a asientos dañados o cierre falso de las mismas.
- Medición y reducción al mínimo de gas de purga, eliminándolo en caso de que se tengan corrientes continuas al quemador de mayor magnitud que la cantidad de gas de purga necesaria. Se recomienda la instalación de un sistema de medición y control automático de flujo con este fin.
- Revisión de unidad de proceso y parámetros del proceso a través del que se generan gases a quemador, para buscar la reducción de los mismos.

- Medición y análisis de corrientes de gas a quemadores y de necesidades de combustible en la instalación u otras cercanas para determinar si parte del gas quemado podría ser utilizado en unidades de proceso sustituyendo a combustibles adquiridos.
- Instalación de un sistema de recuperación de gas a quemadores, dimensionado después de haber reducido el flujo al mínimo con las provisiones anteriores y considerando la recuperación del gas que podrá ser utilizado o enviado a tuberías o procesos nuevamente.
- Complementariamente y en cualquier etapa hasta aquí, instalación de filtros o mamparas para reducción de gas de purga, instalación de pilotos de alta eficiencia o sustitución de pilotos por ignitores electrónicos de alta confiabilidad, instalación de boquillas de alta eficiencia en sustitución de quemadores rudimentarios o de baja eficiencia.
- Establecimiento de un sistema de gas a quemadores no continuo, el cual sólo opera en emergencias, lo que requiere de una operación y mantenimiento de muy alto nivel para la instalación, así como de sistemas de ignición seguros. Este nivel de sistemas se ha instalado únicamente en plataformas costa-afuera, si bien esta es una de las aplicaciones más críticas de la industria en cuanto a seguridad.

Los sistemas de recuperación de gas a quemadores típicos están constituidos por un sistema de tubería conectado al sistema de gas a quemadores, dentro del cual opera una URV adecuada al uso, que para sistemas mayores en realidad es una estación de compresión, la cual envía el gas recuperado ya sea a:

- Un sistema de la propia instalación donde puede distribuirse como combustible o carga a otros procesos
- Un sistema de recuperación mejorada de crudo, en donde el gas recuperado será reinyectado para incrementar la producción
- Un sistema externo que llevará el gas recuperado a otras instalaciones para su utilización como combustible o su proceso
- Una planta de proceso a escala reducida, en donde puedan obtenerse productos que incrementen los ingresos de la empresa o que sirvan como materia prima o combustible para los procesos de la misma.

Un sistema básico de recuperación de gas a quemadores se muestra en la Figura A1-13.

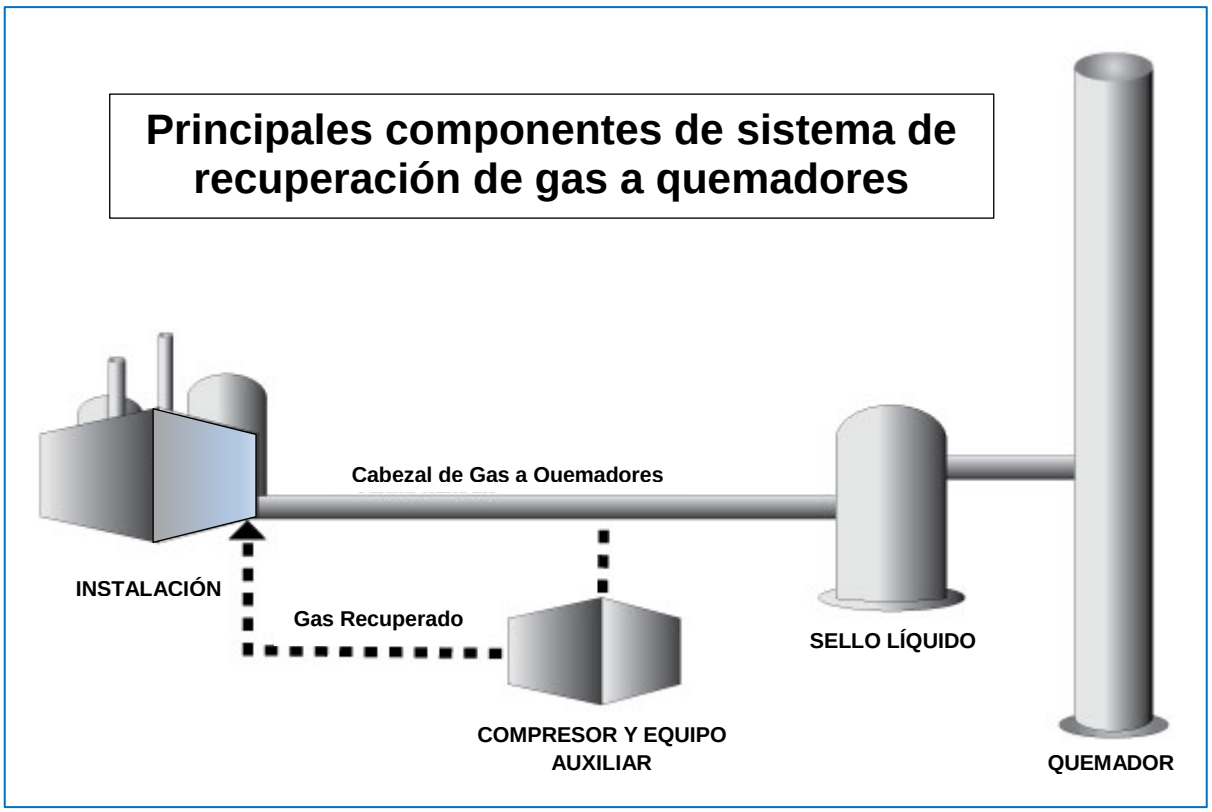


Figura A2 - 13 Diagrama esquemático de sistema de recuperación de gas a quemador

Fuente: Zeeco (zeeco.com)

Un sistema de gas a quemadores bien diseñado puede reducir cerca de 50% de las emisiones de metano de esta fuente, mediante una reducción idéntica de la cantidad de gas enviado al sistema, si bien los sistemas no continuos, alcanzan porcentajes cercanos al 70%.

En la Figura A1-14 se muestra un sistema real instalado en una refinería de petróleo crudo.

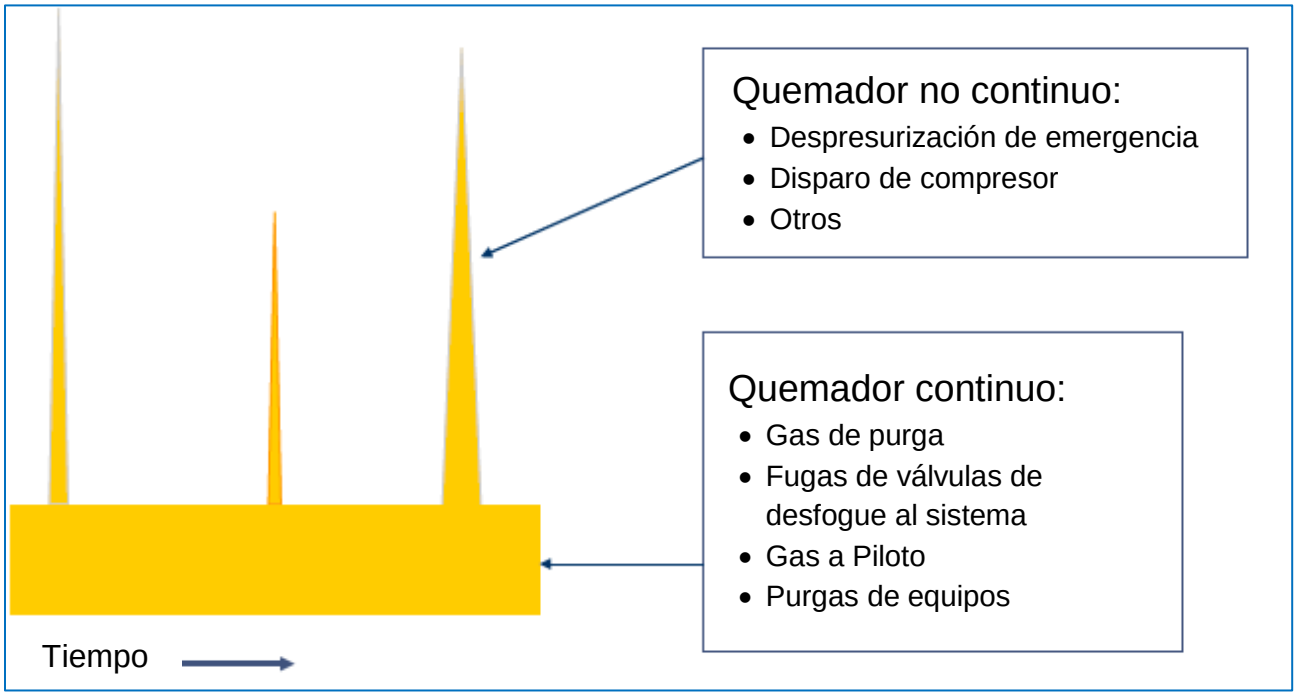
Figura A2 - 14 Instalación de sistema de recuperación de gas a quemador en una refinería

Fuente: Zeeco (zeeco.com)

Para la operación adecuada de un sistema no continuo, se requiere al menos de:

- Válvula de apertura rápida de alta integridad para el gas a quemadores
- Sistema de recuperación de gas a quemadores
- Sistema de ignición de quemador de alta confiabilidad
- Sistemas de seguridad de alta calidad

En la Figura A1-15, se muestra el perfil comparativo entre un quemador continuo y uno no



continuo para una plataforma petrolera.

Figura A2 - 15 Comparación de flujo de gas a quemador de sistema de quemador continuo y no continuo en plataforma de producción costa afuera

Fuente: Adaptado de Statoil

Como puede observarse, un sistema no continuo debe tener la capacidad de diseño idéntica a la de uno continuo, aunque la operación intermitente permite la reducción del flujo total y los sistemas de seguridad y de alta tecnología incorporados garantizan niveles de confiabilidad y disponibilidad de la instalación de acuerdo con los más altos estándares de la industria.

Los costos de implementación y la recuperación de inversión varían desde decenas de miles hasta millones de dólares y de unos días a más de 10 años, haciendo no rentables muchos de estos proyectos, por lo que su análisis de aplicación debe ser muy cuidadoso.

En la Figura A1-16, se incluye una imagen de un sistema no continuo instalado en una plataforma de producción costa-afuera.

Figura A2 - 16 Sistema de quemador no continuo instalado en plataforma de producción del campo Oseberg, Noruega

Fuente: Statoil

A-2 2.2. Análisis de criterios para implementación de tecnologías de mitigación de emisiones de metano en la industria del petróleo y el gas natural.

La existencia de fuentes de emisiones y de tecnologías de mitigación para las mismas no garantizan por sí solas la implementación de medidas de mitigación de emisiones de metano.

Lo anterior se debe a que para que se lleve a cabo un proyecto o la simple implementación de acciones o cambios en métodos operativos, se requiere seguir etapas marcadas por un sistema estricto de procedimientos, común en la mayoría de las empresas de petróleo y gas natural.

Con base en lo anterior, previo a la propuesta de implementación de una tecnología de mitigación de emisiones de metano deberían hacerse las siguientes:

Consideraciones técnicas

Para sólo unas cuantas de las tecnologías de mitigación de emisiones de metano existen soluciones “estándar”, que pueden emplearse en todos los casos. Tal es por ejemplo la situación cuando se sustituyen equipos o dispositivos neumáticos, en donde la función es idéntica.

No obstante, la mayoría de las tecnologías de mitigación requieren de un análisis cuidadoso de los parámetros operativos, la infraestructura interna y externa existente, necesaria para una implementación exitosa, la compatibilidad entre la tecnología y el nivel técnico de los operadores que estarán a cargo de su operación y mantenimiento, la posibilidad de integrar tecnologías modernas a equipos o instalaciones con otra filosofía de diseño y operación, e incluso de contar con el espacio para la instalación de la tecnología y que la misma cumpla con los requisitos mínimos de seguridad y configuración exigidos por la normativa y prácticas corporativas vigentes aplicables.

La deficiencia en este tipo de análisis puede hacer que las características operativas o la eficiencia de una tecnología de mitigación se vean mermadas, con resultados que pueden llevar a una situación de insostenibilidad económica u operativa a largo plazo y el abandono de la operación.

La implementación del proyecto o solución tecnológica debe también considerar la provisión de un sistema de medición y reporte de los parámetros necesarios para la evaluación continua de su desempeño.

Consideraciones de apoyo directivo

Dado el espíritu detrás de la implementación de medidas de mitigación, y en ausencia de incentivos como el cumplimiento obligatorio de disposiciones o regulaciones o el ahorro por reducción de emisiones susceptibles de impuestos o tarifas, y con base en la orientación fundamentalmente hacia la producción física de hidrocarburos y sus derivados en la industria petrolera, se debe contar con el apoyo al más alto nivel para el análisis y la implementación, así como la designación de presupuesto para operación y mantenimiento de tecnologías de mitigación, independientemente de su rentabilidad y bondades operativas. Esto sólo se consigue en un ambiente donde la alta dirección comprende la importancia y comparte el compromiso para mejorar las condiciones ambientales mediante la reducción de GEI.

Consideraciones de financiamiento

El primer escollo por vencer es la competencia por recursos financieros entre proyectos que representan valor ante los ojos de los accionistas (recuperación de reservas, perforación de nuevos pozos, recuperación mejorada), y proyectos que, aunque tienen retornos de inversión adecuados e incluso beneficios económicos considerables, se consideran como “proyectos ambientales” o de eficiencia, pero que no añaden valor a la empresa, aun cuando representen una mayor producción o producto disponible para ventas.

Tal es el caso de muchos proyectos para mitigación de emisiones, por lo que muchas veces se requiere de una fuente de financiamiento alternativa o de un sistema de evaluación independiente de la línea de proyectos de inversión consideradas como “core business” o actividad sustantiva.

Consideraciones de cultura organizacional

Otra consideración que debe darse al plantear un proyecto o acción de mitigación, es el comportamiento organizacional de la empresa, el cual puede bloquear o incluso neutralizar los beneficios de un proyecto aprobado e implementado, si no se prevé tal situación y se reduce el riesgo de que ello ocurra mediante la concientización y capacitación del personal y la demostración de beneficios en un ambiente real de operación, lo cual significa esfuerzo y recursos adicionales que deben dedicarse al proyecto y por tanto, deben considerarse en el presupuesto inicial.

Consideraciones para evaluación económica

En la industria del petróleo y el gas natural, la implementación de una tecnología de mitigación estará fuertemente influenciada por su capacidad de generar ingresos, que a su vez la hagan autosostenible.

Muchas de las tecnologías de mitigación lo son, debido a que al implementarse, incrementan la recuperación o producción de materiales y productos valiosos para la empresa, reducen el consumo o desperdicio de combustible, productos o materia prima, mejoran la capacidad de cumplimiento del marco regulatorio o aportan visibilidad positiva a la empresa, lo que a su vez produce una mayor aceptación del público y un valor de marca incrementado, diferenciando a los productos de los de la competencia.

No obstante, como todo proyecto sujeto a la obtención de recursos económicos, al hacer la evaluación del mismo debe evitarse el empleo de datos provenientes de factores de emisión o niveles de actividad no pertenecientes a las operaciones específicas, así como se debe ser conservador en cuanto a la estimación de beneficios, muchas veces producto de análisis de situaciones puntuales y no extendidas sobre un período típico de operación. Lo anterior redundará en una estimación realista con buenas posibilidades de cumplirse.

Por otra parte, deben tomarse en cuenta aspectos de sensibilidad, el más importante de ellos la variación de los precios de commodities en el mercado internacional, por lo que se debe procurar o situarse en un escenario conservador en este sentido (precios bajos), o contar con fuentes confiables de pronósticos de precios para el tiempo de vida económica del proyecto (la cual puede ser menor que el tiempo de vida físico del mismo)

Por el lado de los gastos, deben considerarse todos los aspectos que incrementarán los costos de operación y mantenimiento, respecto de la situación actual, así como gastos requeridos para capacitación, concientización, divulgación y consultas con personal y grupos de interés internos y externos, gastos asociados con la necesidad de cumplimiento de normativa adicional por la instalación de la tecnología, gastos asociados a la instalación y mantenimiento de los sistemas de medición y reporte asociados a los proyectos, y gastos de verificación y gestión de emisiones en el caso de proyectos participantes en ambientes de reporte obligatorio o mercados de emisiones.

Consideraciones sociales

Aunque generalmente los proyectos de mitigación de emisiones son bien aceptados, el hecho de que los mismos se desarrollen en el sector del petróleo y el gas natural, identificado como una industria que no es amigable con el ambiente, puede ocasionar oposición a ciertas implementaciones de alta visibilidad, tales como la instalación de infraestructura importante cerca de áreas pobladas.

Es por ello que debe establecerse una estrategia integral de comunicación participativa con las comunidades y grupos de interés, para explicar y divulgar las motivaciones, beneficios y mejoras que significará el proyecto no sólo para la empresa, sino para el entorno ecológico y para las condiciones de vida (mayor empleo y actividad económica) y la salud de los habitantes y comunidades en el área de influencia del mismo.

Todas estas consideraciones, más algunas específicas a una implementación en particular, deben plasmarse al plantear una solución tecnológica, con las referencias y bases de análisis adecuadas, lo cual facilitará la labor de los tomadores de decisiones, mejorando las posibilidades de éxito de consecución de fondos y de objetivos planteados para el proyecto.

A-2 3. TECNOLOGÍAS DE MITIGACIÓN DE EMISIONES DE METANO CON POSIBLE APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA MEXICANA DE PETRÓLEO Y GAS

La industria mexicana del petróleo y el gas natural no difiere en gran medida de la de otros países.

Se trata de una industria integrada, en donde se tiene capacidad nacional y acceso a capacidad internacional para acometer cualquier actividad relacionada con su actividad sustantiva.

Así mismo, se cuenta con prácticamente todas las fuentes de crudo y gas natural convencional conocidas, así como con algunas no convencionales, lo que implica que existe un universo amplio para la aplicación de tecnologías de mitigación de emisiones de metano tales como las descritas en secciones anteriores.

Por orden de importancia y de acuerdo con consideraciones realizadas ante la ausencia de datos o registros de medición de algunas fuentes de emisiones, los cuales necesariamente deberán recabarse para plantear proyectos de inversión, se estima que las siguientes tecnologías de reducción de emisiones de metano representan las mayores oportunidades reales para lograr reducciones significativas de emisiones de metano:

1. **Tecnologías de mitigación emisiones de metano en operaciones de quema de gas de desecho**

   Se considera que un 50% del gas que actualmente se quema podría ser recuperado, si bien ello conlleva una cantidad de recursos considerable, toda vez que los sistemas deberán ir integrados con infraestructura para el transporte y utilización de dicho gas, no existente en todos los casos. Lo anterior representaría aproximadamente 500,000 tCO_2e de metano de acuerdo con lo reportado por el sector para 2016. Como casos especiales se tienen a los siguientes:

   - Recuperación de gas en instalaciones de producción (upstream) costa-afuera, el cual generalmente se quema por falta de infraestructura suficiente para su transporte o utilización en tierra. Por ello las tecnologías de reducción o recuperación de gas deberían combinarse con:
     - La adecuación de la infraestructura para envío a o uso en tierra
     - La habilitación de infraestructura para reinyección en campos seleccionados, con el fin de tener recuperación mejorada
     - Infraestructura de otros proyectos que puedan utilizar el gas actualmente enviado a quemadores con un valor de intercambio adecuado para el operador
   - Recuperación de gas en instalaciones de producción (upstream, midstream o downstream) terrestres con posibilidad de utilización en la propia instalación o con acceso económico a sistemas de recolección o transporte para lo cual deberá considerarse la infraestructura para obtener dicho

acceso como un gasto de inversión y costo de operación y mantenimiento para el proyecto.

- Recuperación de gas en instalaciones de producción (upstream) terrestres sin acceso económico a sistemas de recolección o transporte, en cuyo caso las únicas posibilidades de una recuperación económica se dan a través de:
    - El uso del gas como energético en la instalación o en las inmediaciones de la misma
    - La implementación de sistemas para producir gas natural comprimido (GNC), así como instalaciones de almacenamiento y transporte para el mismo hasta puntos donde pueda accederse a un sistema de recolección o transporte de gas
    - La combinación de alguna de las alternativas anteriores con una instalación paquete de recuperación de hidrocarburos líquidos, lo cual podría rentabilizar el acceso a sistemas de tuberías o bien la infraestructura necesaria para la compresión, almacenamiento y transporte del gas natural resultante.

2. Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en tanques de almacenamiento de crudo y condensado

Se considera que un 50% del gas no recuperado proveniente del flasheo de tanques de almacenamiento (sector midstream) podría ser recuperado, ya que una parte importante del mismo se considera como “gas aislado” por no tener acceso económico a sistemas de recolección o transporte de gas. Lo anterior representaría de acuerdo a estimaciones realizadas para la determinación de la línea base, cerca de 400,000 tCO_2e con datos escalados a 2016. Como casos especiales se tienen:

- Existen instalaciones con URV instaladas, las cuales fueron retiradas de operación por consideraciones de integridad mecánica de los tanques, ya que su operación deficiente ocasionó el colapso de al menos un tanque de almacenamiento de crudo. Estas instalaciones serían susceptibles de reactivarse a un costo reducido, dependiendo del estado actual de las VRU, con una revisión y adecuación al diseño o a los sistemas de control para prevenir cualquier accidente
- Se tienen algunos tanques que presentan emisiones muy altas, particularmente aquellos instalados en sitios donde el separador fue diseñado para flujos o GOR menores a los manejados o donde se manejan condensados a presión atmosférica. La implementación de estos proyectos podría ser de gran rentabilidad, ayudando a comprobar las bondades de este tipo de tecnología.

3. **Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en equipo mecánico**

   Se considera que se puede implementar esta tecnología al total de los compresores centrífugos existentes con sellos húmedos en instalaciones de complejos procesadores de gas (CPG), por lo que su efecto en la disminución de emisiones de metano sería cercano a 250,000 tCO_2e, de acuerdo con estimaciones hechas por escalación de datos de inventarios históricos de GEI de PEMEX empleando datos de 2016.

   Dependiendo de la tecnología de sellos empleada en compresores centrífugos de PEP, los números anteriores podrían ser mucho mayores.

4. **Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en operaciones de perforación y mantenimiento de pozos**

   De acuerdo con estimaciones basadas en información relacionada con operaciones de este tipo a nivel internacional (factores de emisión API), y considerando un horizonte de aplicabilidad de 33%, se estima que el empleo de terminaciones verdes podría reducir en cerca de 250,000 tCO_2e, si bien este número debe corroborarse adecuadamente, pues no se tienen datos precisos de actividad para 2016 y es producto de una escalación, mientras debería ser un dato reportado por PEMEX.

5. **Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en deshidratadores de gas**

   No se cuenta con datos de actividad o factores de emisión globales específicos a PEMEX, por lo que deberá realizarse tal estimación antes de estimar potenciales de reducción. No obstante, se considera que debido a la estructura de la empresa esta fuente de emisiones de metano es sensiblemente menor a las anteriores.

6. **Tecnologías de mitigación de emisiones de metano en dispositivos neumáticos**

   No se cuenta con datos de actividad o factores de emisión globales específicos a PEMEX, por lo que deberá realizarse tal estimación antes de estimar potenciales de reducción. No obstante, se considera que debido a la política de la empresa y a la infraestructura existente, en donde gran parte de estos dispositivos ya funcionan

con aire comprimido como medio motriz, esta fuente de emisiones de metano es probable que sea sensiblemente menor a las anteriores.