



Análisis Económico de las Oportunidades de Reducción de Emisiones de Metano en la Industria Mexicana de Petróleo y Gas Natural

La presente traducción a un reporte preparado por ICF para EDF fue realizada por Omnilingua. Se realizaron todos los esfuerzos para garantizar que la traducción fuera adecuada, sin embargo, cualquier error en la traducción es responsabilidad de EDF.



blank
page

Contenido

1. Resumen ejecutivo	1-1
2. Introducción	2-7
2.1. Metas y enfoque del estudio	2-7
2.2. Panorama de las emisiones de metano en el sector de gas	2-9
2.3. Efectos del metano en el cambio climático.....	2-13
2.4. Costo efectividad de las reducción de emisiones	2-14
2.5. Panorama regulatorio de México y Reporte de Emisiones	2-16
3. Enfoque y Metodología.....	3-1
3.1. Generalidades de la Metodología	3-1
3.2. Desarrollo de la línea base de 2013.....	3-3
3.3. Proyección al 2020	3-6
3.4. Identificación de las fuentes de emisión a eliminar.....	3-8
3.5. Tecnologías de mitigación seleccionadas.....	3-12
3.6. Categorías de la fuente no incluidas en el análisis MAC	3-35
4. Resultados Analíticos.....	4-1
4.1. Desarrollo de las Curvas del Costo del Control de Emisiones	4-1
4.2. Curvas de Costos de Reducción de Emisiones	4-2
4.3. Beneficios adicionales	4-7
5. Conclusiones	5-1
Anexo A. Desarrollo de la línea base 2013	
Anexo B. Proyección de emisiones al 2020	
Anexo C. Tablas y figuras adicionales	
Anexo D. Cálculo de emisiones con sensibilidad al GWP	

Figuras

Figura 1-1 – Curva del Costo Marginal de Reducción para el Total de las Reducciones de Metano en Petróleo y Gas por fuente Emisora en CO ₂ e.....	1-3
Figura 2-1 – Procesos de la industria de gas natural y ejemplo de las fuentes de emisiones de metano	2-10
Figura 3-1– Proyecciones de emisiones en 2020 – (Incluyendo las emisiones costa afuera)	3-7
Figura 3-2 – Distribución de emisiones en 2020.....	3-7
Figura 3-3–Principales fuentes de emisiones de metano proyectadas para 2020	3-10
Figura 3-4 – Empaque del pistón del compresor recíprocante	3-19
Figura 3-5 – Esquema del compresor con sello húmedo	3-22
Figura 3-6 – Esquema del sistema de elevadores de émbolo.....	3-26

Figura 4-1- Ejemplo de la Curva MAC	4-2
Figura 4-2 – Curva MAC del agregado nacional para los supuestos base sobre la tecnología.....	4-4
Figura 4-3 – Distribución del potencial de la reducción de emisiones	4-8
Figura 4-4 – Reducción de emisiones por segmento de la industria	4-9
Figura 4-5– Reducciones de emisiones del segmento de producción petrolera costa afuera (en \$MXN).....	4-1
Figura 4-6 – Reducciones de emisiones del segmento de producción de gas (en \$MXN)	4-2
Figura 4-7 – Reducciones de emisiones del segmento de producción petrolera (en \$ MXN)	4-3
Figura 4-8 Reducciones de emisiones del segmento de recolección y recompresión (en \$ MXN)	4-4
Figura 4-9 – Reducciones de emisiones del segmento de transmisión de gas (en \$ MXN).....	4-5
Figura 4-10 – Reducciones de emisiones del segmento de procesamiento de gas (en \$ MXN)	4-6

Tablas

Tabla 3-1: Emisiones de la línea base de 2013 por segmento	3-6
Tabla 3-2 – Categorías de las fuentes de mayor emisión de metano costa adentro en 2020.....	3-8
Tabla 3-3- Factores de escalamiento de costos de capital costa afuera	3-13
Tabla 3-4 – Cálculo del costo por hora de la detección y reparación de fugas (\$ MXN)	3-15
Tabla 3-5 – Cálculo de costos – Detección y reparación de fugas trimestral (\$ MXN)	3-17
Tabla 3-6 – Supuestos del reemplazo del empaque del pistón (\$ MXN?)	3-21
Tabla 3-7- Supuestos para las unidades recuperadoras de vapor (\$ MXN?).....	3-25
Tabla 3-8 – Resumen de medidas de mitigación aplicadas	3-32
Tabla 3-9- Resumen de las características de las medidas de mitigación (En \$MXN?)	3-33
Tabla 4-1–Costo anualizado (en \$ MXN), potencial de reducción, Costo/Mpc y costo de capital inicial.....	4-6

Reconocimiento

ICF recibió y tomó en cuenta los datos y comentarios de las diversas partes interesadas, tales como productores de petróleo y gas, proveedores de ductos y equipo, proveedores de servicios, ONGs y organizaciones comerciales. Ninguna sección de la información aquí contenida deberá ser atribuida a una sola organización, ya que todos los datos han sido compilados a partir de las diversas fuentes y, en general, se han utilizado valores promedio. Adicionalmente, reconocer la participación de la industria, aunque no significa que esta última esté de acuerdo con las conclusiones del estudio, las cuales reflejan el criterio profesional de ICF.

Agradecemos a todas las organizaciones interesadas por su contribución con el presente estudio. Un agradecimiento especial para Petróleos Mexicanos.

Acrónimos y Abreviaturas

Acrónimo / Abreviatura	Significado
AEO	Perspectiva energética anual
AGR	Extracción de gas ácido
ANGA	Alianza de Gas Natural de América
API	Instituto Americano del Petróleo
AR	Informe de evaluación
BAMM	Mejores métodos de monitoreo disponibles
Bbl	Barril
BEA	Oficina de análisis económico
BTEX	Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xilenos
CAC	Coalición sobre el Control Climático
CapEx	Gastos de capital
CBM	Metano de lechos de carbón
CCR	Residuos de la combustión de carbón
CH ₄	Metano
CO ₂	Dióxido de carbono
CO ₂ e	Dióxido de carbono equivalente
CPI	Índice de precios al consumidor
CSAPR	Regla transestatal de contaminación del aire
DI&M	Inspección y mantenimiento dirigido
DUC	Pozos perforados pero incompletos
EDF	Environmental Defense Fund
EIA	Administración de Información de Energía de EEUU
EPA	Agencia de Protección Ambiental de EEUU
ESD	Paro de emergencia
EUR	Recuperación Final Estimada
FERC	Comisión Federal Reguladora de Energía
GDP	Producto Interno Bruto
GEI	Gas de efecto invernadero
GGFR	Reducción global de quema de gas
GHGRP	Programa de Reporte de gases de efecto invernadero

Acrónimo / Abreviatura	Significado
GMM	Modelo de los mercados de gas
GNL	Gas Natural Licuado
GRI	Instituto de Investigación del Gas
GWP	Potencial del calentamiento global
HAP	Contaminantes tóxicos del aire
Hp	Caballaje
IEA	Agencia Internacional de Energía
IMF	Fondo Monetario Internacional
INDC	Contribuciones previstas determinadas a nivel nacional
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
IPCC	Panel intergubernamental sobre cambio climático
IR	Infrarrojo
LDAR	Detección y reparación de fugas
LDCs	Compañías de distribución local
MAC	Costo marginal de abatimiento
MATS	Regla de estándares de emisión de mercurio y tóxicos del aire
MMMpc	Mil millones de pies cúbicos
MMpc	Millones de pies cúbicos
Mpc	Miles de pies cúbicos
MMTCH ₄	Millones de toneladas métricas de metano
MMTCO ₂ e	Millones de toneladas métricas de CO ₂ equivalente
MRR	Regla de Notificación Obligatoria
MXN	Pesos mexicanos (\$)
NESHAP	Estándares Nacionales de Emisión de Contaminantes Tóxicos del Aire
NGL	Líquidos del Gas Natural
NPV	Valor presente neto
NSPS	Estándares de desempeño para fuentes nuevas promulgados bajo la Ley Federal de Aire Limpio
OECD	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OpEx	Gastos operativos
OVA	Analizador de vapor orgánico
PRO	Oportunidades reportadas de los socios
PRV	Válvula de alivio de presión

Acrónimo / Abreviatura	Significado
Psig	Libras por pulgada cuadrada – manómetro
RECs	Terminaciones con emisiones reducidas
Scf	Pies cúbicos estándar
Scfd	Pies cúbicos estándar por día
Scfh	Pies cúbicos estándar por hora
Scfm	Pies cúbicos estándar por minuto
SME	Experto en la material
TEG	Trietilenglicol
TSD	Documento de soporte técnico
UNFCCC	Convención marco sobre cambio climático de las Naciones Unidas
URV	Unidad recuperadora de vapores
USD	Dólares estadounidenses
VOC	Compuestos orgánicos volátiles

1. Resumen ejecutivo

El metano es un gas de efecto invernadero (GEI) que contribuye de manera determinante al cambio climático, tiene un impacto a corto plazo muchas veces mayor que el del dióxido de carbono. De acuerdo con la Quinta Comunicación Nacional de México ante la Convención Marco Sobre Cambio Climático de Naciones Unidas (UNFCCC), publicada en el 2012, el metano representó aproximadamente 27% de las emisiones totales en México, resultado de las actividades en sectores tales como el agrícola, y el de residuos, así como por las emisiones de los sistemas de gas natural y petróleo¹ y constituirá una porción mucho mayor basándose en mediciones a una menor escala de tiempo. Un inventario reciente de emisiones, publicado en 2015 por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático de México (INECC)², estima que las emisiones totales de metano en el 2013 representaron el 19% de emisiones totales. Independientemente de qué estimación se utilice, investigaciones recientes sugieren que la mitigación de forzadores climáticos de corta vida, como el metano, es un componente crítico de la respuesta integral ante el cambio climático³.

El metano es el principal componente del gas natural. Consecuentemente, durante las actividades de la industria del petróleo y gas existen emisiones del mismo, y de hecho son una de las fuentes antropogénicas más grandes de metano en México⁴. Al mismo tiempo, hay métodos probados para reducir las emisiones fugitivas de metano de la industria de petróleo y gas y, debido al valor del gas que se recupera, alguna de estas medidas podría incrementar potencialmente los ingresos de este sector (i.e. disminución de producto perdido) o tener un costo neto limitado. El Gobierno Federal de México también ha abordado la reducción de estas emisiones como parte de su compromiso con los esfuerzos internacionales para la reducción de GEI, y prometió reducir las emisiones de GEI en 25% para el año 2030⁵.

El *Environmental Defense Fund* (EDF), una organización internacional sin fines de lucro, encargó este análisis económico de las oportunidades para la reducción de emisiones de metano en la industria mexicana de gas natural y petróleo, para identificar los enfoques más rentables y efectivos para disminuir estas emisiones. Este estudio está orientado a las soluciones basadas en estudios similares llevados a cabo por ICF para EDF, así como en las reducciones del metano en la industria del petróleo y

¹ Inventario Nacional de Inventarios – Fuentes de gas de invernadero y sumideros en México realizado con un PCG a 100 años. https://unfccc.int/national_reports/non-annex_i_natcom/items/2979.php

² INVENTARIO DE GASES Y COMPUESTOS DE EFECTO INVERNADERO 2013 http://www.inecc.gob.mx/descargas/cclimatico/2015_inv_nal_emis_gei_result.pdf

³ Shoemaker, J. et. al., “Papel de contaminantes ambientales de vida corta en la Política de Mitigación. ScienceVol 342 13 Diciembre 2013

⁴ Informes mexicanos de notificación a UNFCCC Sección IV.4 “Panorama genera” y IV.5 “Emisiones de gases de efecto invernadero por gas”

⁵ Presentación Mexicana INDC: http://www.semarnat.gob.mx/sites/default/files/documentos/mexico_indc.pdf

gas en Canadá y los Estados Unidos⁶. Este estudio intenta proyectar la trayectoria de las emisiones de metano provenientes de estas industrias hacia el año 2020. Por lo tanto, identifica los segmentos de mayores emisiones y estima la magnitud y costo de las reducciones potenciales alcanzables a través de las tecnologías aplicables disponibles y actualmente. Las conclusiones clave del estudio son:

- **22.7 MMMpc de emisiones en 2020** – Las emisiones de metano provenientes de las actividades de la industria del petróleo y gas están proyectadas para disminuir de 14.6 millones de toneladas métricas de CO₂e (27.05 MMMpc) en 2013 a 12.2 millones de toneladas métricas de CO₂e (22.7 MMMpc) en 2020.
 - ◆ El análisis de la apertura del sector de petróleo y gas de México a empresas privadas fue parte de este análisis de emisiones, pero no se encontró que afecte significativamente las emisiones en 2020, ya que los proyectos todavía no están operando.
 - ◆ La mayor parte del declive en las emisiones es causado por la baja continua del campo productor costa afuera más prolífico de México – Cantarell. Los campos costa afuera tales como Ku- Maloob-Zaap (KMZ), también están proyectados a un declive de 2013 a 2020, contribuyendo a una disminución general en las emisiones.
 - ◆ Las fuentes de emisiones existentes en 2013 representan más del 90% de las emisiones en 2020.
- **Oportunidades de reducciones concentradas** - De las más de 100 categorías de fuentes de emisión⁷, 21 representan más del 80% de las emisiones del año 2020, principalmente en las instalaciones existentes. Por ello, las reducciones de estas fuentes ofrecen la oportunidad de mayores reducciones en general.
- **La reducción del 54% en las Emisiones Costa afuera y Costa dentro es Posible con las Tecnologías Existentes⁸** – Esta reducción del 54% de todo el metano de petróleo y gas es igual a 6.6 millones de toneladas métricas de CO₂e (12.2 MMMpc de metano) y se puede alcanzar con las tecnologías y técnicas existentes. Esta reducción:
 - ◆ Implica un costo neto total de \$0.43 MXN⁹/Mpc reducidos (\$0.03 US\$/Mpc reducidos) o por menos de \$0.01 MXN/Mpc de gas producido a nivel nacional¹⁰, considerando los ahorros que se acumulan directamente en las compañías que implementen las medidas de reducción de metano (Figura 1-1).

⁶ Disponible en: <https://www.edf.org/energy/icf-methane-cost-curve-report>

⁷ Por ejemplo, las emisiones fugitivas de compresores recíprocos o emisiones venteadas de líquidos en descarga.

⁸ Emisiones convertidas y valores monetarios pueden no cotejar debido al redondeo.

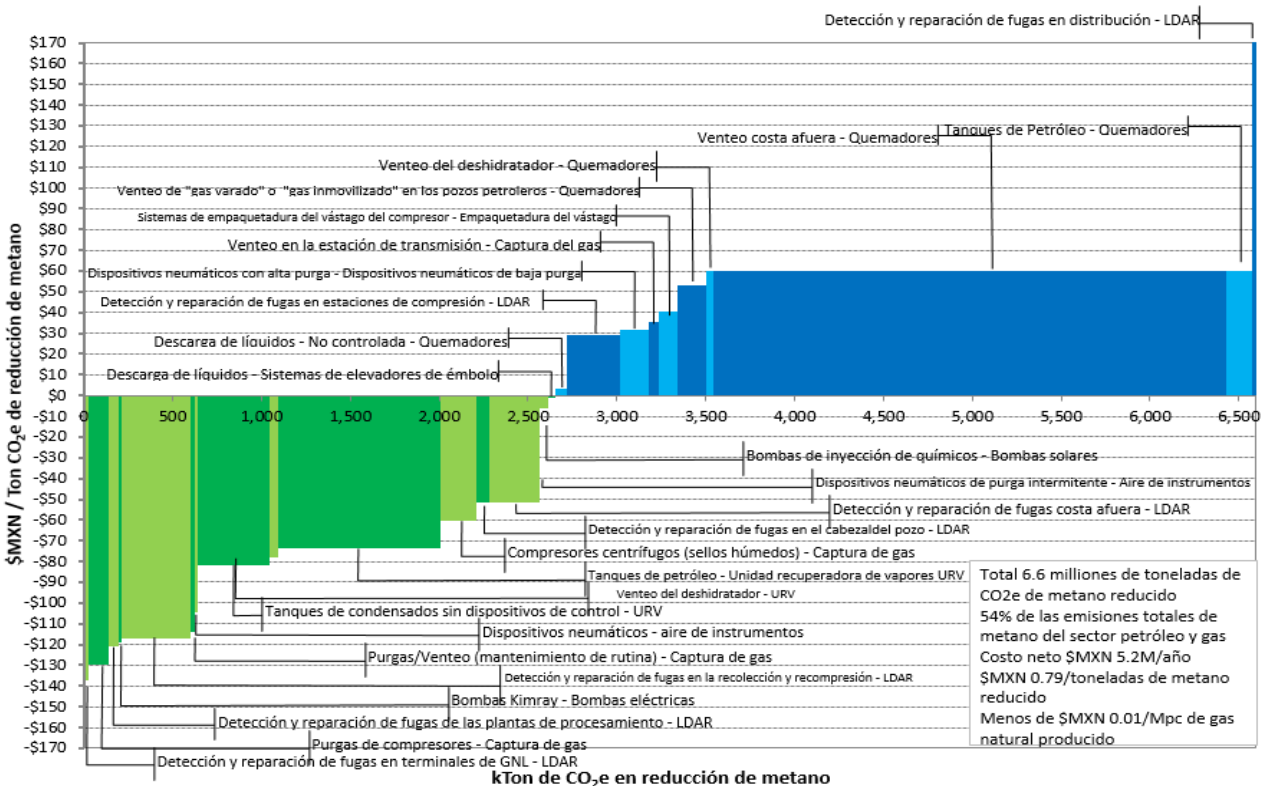
⁹ Todos los costos en este reporte están en base al Peso Mexicano (MXN) a menos que específicamente se exprese como Dólares Norteamericanos (US\$). Un promedio mensual de 2015 se utilizó para calcular el tipo de cambio de 15.4 MXN por 1 US\$. Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo.

<https://research.stlouisfed.org/fred2/series/EXCAUS/downloaddata>

¹⁰ Basado en las cifras promedio de producción de gas natural en México.

- ◆ Es igual a \$0.79 MXN/toneladas métricas de CO₂e reducido. Si el gas natural está valuado a \$62 MXN/Mpc (\$4/Mpc), el potencial de reducción de metano incluye la recuperación del gas a un valor de aproximadamente \$483.6 millones MXN¹¹ (\$31.4 millones US\$) por año.
 - ◆ Es alcanzable a un costo neto de alrededor de \$5.2 millones MXN por año (\$313,546 US\$) si el valor económico completo del gas natural recuperado se toma en cuenta y sin incluir los ahorros que no se acumulen directamente a las compañías que implementen medidas de reducción de metano¹². Si los ahorros adicionales que no se acumulan a las compañías se incluyen, la reducción del 54% es alcanzable a ahorros netos de \$78 millones MXN (\$5 millones US\$).
 - ◆ Es adicional a las regulaciones ya establecidas así como a las acciones voluntarias que se proyecta tomarán las compañías en el 2020.
- **Costo de capital:** El costo de capital inicial de las medidas se estima que será aproximadamente \$1.6 mil millones de MXN (\$106 millones US\$).

Figura 1-1 – Curva del Costo Marginal de Reducción para el Total de las Reducciones de Metano en Petróleo y Gas por fuente Emisora en CO₂e



¹¹ El valor está calculado basado en todos los gases y no solo metano, excluyendo la quema.

¹² No incluye o no se considera el costo social potencial de las emisiones de metano.

Figura 1-1.

Vertical: \$MXN/ Toneladas de CO₂e con Reducción de Metano

Horizontal: KTon de CO₂e con Reducción de Metano

Total 6.6 millones de toneladas de metano reducido 54% de las emisiones totales de metano provenientes de petróleo y gas Costo Neto \$MXN 5.2 M/año \$MXN 0.79/Toneladas de metano reducido Menos de \$MXN 0.01/Mpc de gas natural producido

<i>Venteo del deshidratador - Quemadores</i>	<i>Tanques de petróleo— Unidad recuperadora de vapores URV</i>
<i>Venteo del gas varado “gas inmovilizado” en los pozos petroleros - Quemadores</i>	<i>Venteo del deshidratador – Unidad recuperadora de vapores URV</i>
<i>Sistemas de empaquetadura del vástago del compresor – Empaquetadura del vástago</i>	<i>Tanques de Condensados sin dispositivos de control Unidad recuperadora de vapores” URV</i>
<i>Venteo en la estación de transmisión –Captura de gas</i>	<i>Dispositivos Neumáticos—Aire de instrumentos</i>
<i>Dispositivos neumáticos con lata purga – Dispositivos neumáticos de baja purga</i>	<i>Purgas/Venteo (Mantenimiento de rutina) – Captura de gas</i>
<i>Detección y reparación de fugas en la estación de compresión - LDAR</i>	<i>Detección y reparación de fugas en la recolección y recompresión - LDAR</i>
<i>Descarga de líquidos -No controlada - Quemadores –</i>	<i>Bombas Kimray—Bombas eléctricas</i>
<i>Descarga de líquidos – Sistemas de elevadores de émbolo</i>	<i>Detección y reparación de fugas de las Plantas de Procesamiento - LDAR</i>
<i>Venteo costa afuera – Quemadores</i>	<i>Purgas en Compresores – Captura de gas</i>
<i>Detección y reparación de fugas en distribución - LDAR</i>	<i>–Detección y reparación de fugas en terminales de GNL - LDAR</i>
<i>Tanques de Petróleo - Quemadores</i>	
<i>Bombas de Inyección de Químicos – Bombas solares</i>	
<i>Detección y reparación de fugas Costa Afuera - LDAR</i>	
<i>Dispositivos neumáticos de purga intermitente – Aire de instrumentos.</i>	
<i>Detección y reparación de fugas en el cabezal del pozo - LDAR</i>	
<i>Compresores Centrífugos (sellos húmedos) – Captura de gas</i>	

- **Mayores oportunidades de Reducción** - En 2020, el segmento Costa Afuera representará un 54% de las emisiones totales de metano de petróleo y gas, seguido por Recolección y Compresión de gas natural (19%) y la Producción de Petróleo (11%). Por volumen, las cinco mayores fuentes de emisiones de metano de la industria del petróleo y gas de México costa afuera y costa dentro y sus oportunidades de reducción, son:

- ◆ Venteo Costa Afuera – oportunidad para reducir emisiones en 78% con la instalación de quemadores.
- ◆ Venteo de tanques de crudo- oportunidad para reducir emisiones en 48% al instalar unidades de recuperación de vapores.
- ◆ Sellos de la biela del compresor recíproco – oportunidad para reducir emisiones en 22% al remplazar el sello de la biela con mayor frecuencia.
- ◆ Venteo de “gas varado” o “gas inmovilizado” – oportunidad para reducir emisiones en 78% al instalar quemadores.
- ◆ Venteo de tanques de condensados – oportunidad para reducir las emisiones en un 48% con la instalación de unidades de recuperación de vapores.
- **Existen Beneficios Colaterales** – La reducción de las emisiones de metano también reducirán – sin costo extra – los contaminantes convencionales que pueden dañar la salud pública y el ambiente. Las reducciones de metano proyectadas aquí podrían resultar en una reducción de los compuestos orgánicos volátiles (VOC’s) y contaminantes tóxicos del aire (HAPs) asociados con las emisiones de metano provenientes de la industria de petróleo y gas. Esto no se cuantificó en este estudio debido a falta de datos.

Existen varias advertencias al respecto de los resultados:

- Este estudio utilizó datos específicos de México siempre que fue posible y se modelaron las emisiones por tipo de recurso y con el uso de datos específicos de las actividades en México. Se utilizaron varios supuestos en conjunto con los datos específicos de México (i.e, Secretaría de Energía (SENER), Petróleos Mexicanos (PEMEX), Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC), etc.) a fin de desarrollar estimaciones por equipo y por las actividades específicas de cada segmento para la industria de petróleo y gas de México. Cuando no existen datos mexicanos, se utilizaron datos para estudios de Estados Unidos. Los supuestos acerca de las configuraciones de los sitios también se basaron en Estados Unidos. También se tomaron en cuenta los factores específicos a las operaciones mexicanas, específicamente la presencia de gas amargo y la inyección de nitrógeno en los pozos selectos de producción, como Cantarell, para la recuperación mejorada de petróleo.
- Las directrices IPCC¹³ para los reportes de metano del petróleo y gas están divididas en tres regiones, Estados Unidos y Canadá, Europa Occidental, y otros países exportadores de petróleo. México cae en la última región, la cual tiene mayores factores de emisión, específicamente para venteo y emisiones por quema. México prepara sus inventarios utilizando estos factores de

¹³<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/guidelin/ch1ref8.pdf>

emisiones de IPCC y lo reporta a UNFCCC¹⁴. Los inventarios de emisiones de México son mayores si se comparan con este estudio de ICF, en parte debido a los factores mayores de emisión del IPCC. El estudio más reciente del INECC indica un enfoque distinto para estimar las emisiones y es significativamente más bajo que el reporte previo para UNFCCC. Sin embargo, si los factores de emisión del IPCC utilizados por México fueran direccionalmente correctos, este estudio representa una estimación conservadora del potencial de reducción de emisiones que podría alcanzarse.

- Este estudio de ICF desarrolló una estimación de la base hacia arriba para las emisiones utilizando datos de factores específicos de actividad y de emisiones, en donde aplique. En donde no hubo factores de emisión mexicanos disponibles, este estudio utilizó datos de la Subparte W¹⁵ de la Regla de Reportes para GEI de la EPA de Estados Unidos (GHGRP, por sus siglas en inglés) la cual se analizó en conjunto con sustitutos regionales (basados en la geología) para desarrollar factores de emisión que se apliquen al caso mexicano. No se espera que los factores de emisión específicos por origen provenientes de los datos de Estados Unidos sean significativamente distintos comparados con las operaciones mexicanas. Por ejemplo, un dispositivo neumático fabricado por la misma compañía, razonablemente se puede asumir que operará de la misma manera en México como en Estados Unidos.
- Se utilizaron varios supuestos a lo largo de cada segmento en conjunto con los reportes públicos disponibles (i.e, SENER, PEMEX, INECC, etc.) a fin de desarrollar información de los equipos e instalaciones para los segmentos mexicanos, que de otra forma no estarían disponibles.
- El costo y el desempeño de la mitigación de emisiones son altamente específicos a cada sitio y varían. Los valores utilizados en el presente son valores promedio estimados.

¹⁴ http://www.inecc.gob.mx/descargas/cclimatico/inf_inegei_energia_2010.pdf

¹⁵ Subparte W – Sistemas de Gas Natural y Petróleo
<http://www.epa.gov/GEIreporting/reporters/subpart/w.html>

2. Introducción

Las emisiones de metano tienen un acentuado efecto en el cambio climático debido a que el metano tiene un efecto modificador del clima 25 veces mayor -en un periodo base de 100 años – al del dióxido de carbono, el principal gas de efecto invernadero. El impacto del metano es 72 veces mayor en un periodo base de 20 años¹⁶, lo que ejemplifica que las reducciones de metano hechas hoy, pueden tener un efecto tangible en el cambio climático del mañana. Investigaciones recientes sugieren que la mitigación a corto plazo de las emisiones de metano, representa un componente crítico de la respuesta integral al cambio climático¹⁷.

Las emisiones de metano provenientes de la industria de petróleo y gas son una de las mayores fuentes antropogénicas en México, de acuerdo con el inventario más reciente de México presentado a la UNFCCC¹⁸. Al mismo tiempo, existen diversas formas de reducir las emisiones fugitivas y el venteo de metano en la industria del petróleo y gas, y debido a que el gas recuperado tiene un valor económico, algunas de estas medidas pueden incrementar los ingresos y tener costos netos limitados.

La industria del petróleo y gas también ha realizado reducciones voluntarias de las emisiones de metano, mismas que se incluyen en este análisis. Sin embargo, en muchos casos las estadísticas sobre los esfuerzos específicos realizados no son claras debido a la falta de datos públicos. Las reducciones aquí proyectadas son adicionales a las acciones voluntarias proyectadas para el año 2020. En general, las reducciones de las medidas voluntarias se incluyen en la línea base del 2020, pero las reducciones específicas no se evalúan en este estudio por categoría de fuente. Las emisiones de metano son un componente significativo del inventario de gases de efecto invernadero en México y existe un gran potencial de oportunidades costo-efectivas para una mayor reducción.

2.1. Metas y enfoque del estudio

EDF solicitó el presente análisis económico sobre las oportunidades de reducción de emisiones de metano provenientes de la industria de petróleo y gas en México. Este estudio se centra en soluciones y complementa el trabajo continuo de EDF sobre las emisiones de metano en el sector de petróleo y gas. Este estudio también hace referencia y aplica un enfoque y metodología similares a los estudios de

¹⁶Con base en los valores GWP del AR-4. Ver la sección 2.3 de este informe para mayores detalles sobre los valores GWP y AR-5 a 20 y 100 años.

¹⁷Shoemaker, J. et. al., “¿Cuál es el papel de los contaminantes climáticos de corta vida en la política de mitigación?”. Science Vol 342 13 Diciembre 2013

¹⁸

INVENTARIO DE GASES Y COMPUESTOS DE EFECTO INVERNADERO 2013
http://www.inecc.gob.mx/descargas/cclimatico/2015_inv_nal_emis_gei_result.pdf UNFCCC, “México quinta comunicación nacional para la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático”. Diciembre 6, 2012.

curvas de costos marginales de abatimiento de Estados Unidos y Canadá realizados recientemente por ICF Internacional en 2014¹⁹²⁰. El enfoque del presente estudio tuvo como propósito:

- Definir la línea base de emisiones de metano provenientes del sector de petróleo y gas de acuerdo con los segmentos definidos y descritos en la Sección 2.2. La línea base se estableció para 2013 y se proyectó hasta el 2020 como un estimado conservador en un periodo en el que se podrían instalar las tecnologías de mitigación existentes a lo largo de toda la cadena de suministro.
- Revisar la literatura existente y realizar un análisis para identificar las mayores oportunidades de reducción, así como validar y refinar los estimados del costo-beneficio de las tecnologías de mitigación.
- Realizar entrevistas con la industria, expertos de petróleo y gas y proveedores de equipo con un enfoque específico en la identificación de opciones adicionales de mitigación.
- Utilizar esta información para desarrollar curvas de costos marginales de abatimiento de las reducciones de metano en dichas industrias. Curvas MAC.
- Documentar y presentar los resultados.

Los resultados finales del estudio incluyen:

- Las emisiones de la línea base proyectadas para el año 2020. (Capítulo 3 y Anexo B)
- Inventario de las tecnologías de mitigación de metano. (Capítulo 3)
- Curvas de costos marginales de abatimiento de emisiones bajo diversos escenarios (Capítulo 4 y Anexo C)
- Conclusiones (Capítulo 5)
- Casos adicionales de sensibilidad (Anexo D)

¹⁹ Análisis económico de las oportunidades de reducción de las emisiones de metano en los Estados Unidos en la industria de petróleo y gas natural costa adentro

https://www.edf.org/sites/default/files/methane_cost_curve_report.pdf

²⁰ <https://www.edf.org/climate/icf-report-canadas-oil-and-gas-methane-reduction-opportunity>

2.2. Panorama de las emisiones de metano en el sector de gas

Existen varias fuentes de emisiones de metano a lo largo de la cadena de suministro de petróleo y gas. Dichas emisiones se clasifican como:

- Emisiones fugitivas: metano que se “fuga” inadvertidamente del equipo como bridas, válvulas y demás equipo.
- Emisiones por venteo: metano que se libera debido al diseño del equipo o procedimientos operativos, como purgas de dispositivos neumáticos o venteo del equipo.
- Combustión incompleta: metano que pasa por un dispositivo de combustión, como un motor o equipo de quema, sin que se quemara debido a que la eficiencia de combustión del dispositivo no es del 100%.

Aunque los términos ‘fugas’ o ‘emisiones fugitivas’ se utilizan a veces para referirse a las emisiones de metano provenientes de la industria de petróleo y gas, en este informe hemos utilizado definiciones técnicas más específicas.

Figura 2-1 ilustra los principales segmentos de la industria del gas natural y proporciona ejemplos de las fuentes primarias de emisiones de metano a medida que el gas se produce, procesa y suministra a los consumidores. El gas natural se produce junto con el petróleo en la mayoría de los pozos de crudo (como “gas asociado”) y también en pozos de gas que no producen crudo (como “gas no asociado”). Entre 2004 y 2005, la mayoría de la producción de petróleo de México provenía del campo Cantarell en la región marina noroeste. Recientemente, México ha proseguido con sus esfuerzos para desarrollar la región de Chicontepec en la región norte, sin embargo la producción sigue por debajo de las expectativas. México seguirá haciendo esfuerzos para compensar la pérdida de producción por el declive del campo Cantarell, a través de la privatización del sector de la producción petrolera. Aunque las reformas ya comenzaron, los resultados hasta ahora sugieren que no tendrán un impacto significativo antes del 2020. Por lo tanto, dichas reformas no se ven reflejadas en este análisis. Más adelante se hace mayor alusión al tema.

Figura 2-1 – Procesos de la industria de gas natural y ejemplo de las fuentes de emisiones de metano

Natural Gas Production & Processing

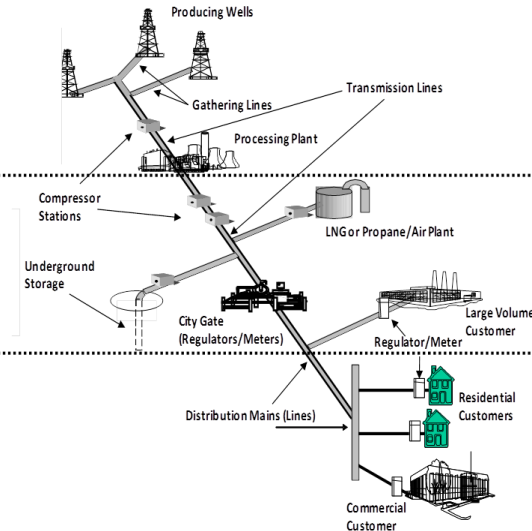
- ⚠ Well completions, blowdowns, and workovers
- ⚠ Reciprocating compressor rod packing
- ⚠ Processing plant leaks
- ⚠ Gas-driven pneumatic devices
- ⚠ Venting from glycol reboilers on dehydrators

Gas Transmission

- ⚠ Venting of gas for maintenance or repair of pipelines or compressors
- ⚠ Centrifugal compressor seal oil de-gassing
- ⚠ Leaks from pipelines, compressor stations

Gas Distribution

- ⚠ Leaks from unprotected steel mains and service lines
- ⚠ Leaks at metering and regulating stations
- ⚠ Pipeline blowdowns



Producción y Procesamiento de Gas Natural

- Terminación del pozo, purgas y servicio
- Sello de la biela del compresor recíproco
- Fugas de la planta de procesamiento
- Dispositivos neumáticos impulsados por gas
- Venteo de los rehervidores de glicol en los deshidratadores

Transmisión de Gas

- Venteo de gas por mantenimiento o reparación de tuberías o compresores
- Desgasado del aceite del sello del compresor centrífugo
- Fugas de tuberías de las estaciones de compresión

Distribución de Gas

- Fugas de las tuberías maestras de acero desprotegidas y líneas de servicio
- Fugas en estaciones de medición y regulación
- Purgas de tuberías

Esquema:

- Pozos de producción
- Líneas de Recolección
- Líneas de Transmisión
- Planta Procesadora
- Estaciones de Compresión
- Planta de LNG o Propano/Aire
- Almacenamiento Subterráneo
- Portal de la Ciudad (Reguladores/Medidores)
- Regulador / Medidor
- Cliente de Grandes Volúmenes
- Tuberías maestras de distribución (Líneas)
- Cientes Residenciales
- Cientes Comerciales

Fuentes: Asociación Americana de Gas; Programa STAR de gas natural de la EPA

Producción de gas

El gas natural (incluyendo el metano) se vende en diferentes puntos a lo largo del proceso de producción. El gas se vende una vez que se hace la “terminación” del pozo en la fase inicial de la producción. Además, debido a que los pozos de gas con frecuencia se encuentran en lugares remotos sin electricidad, la presión del gas se utiliza para controlar y energizar una variedad de dispositivos de control y equipo in situ, como las bombas. Dichos dispositivos neumáticos normalmente liberan o “purgan” pequeñas cantidades de gas durante su operación. Tanto en la producción de crudo como de

gas, el agua y los hidrocarburos líquidos se separan de la corriente de producción en el cabezal del pozo. Los líquidos liberan gas, que puede salir por el venteo de los tanques, o que puede ser capturado. El agua se extrae de la corriente del gas por medio de deshidratadores de glicol, que liberan la humedad extraída y algo de gas, hacia la atmósfera. En algunos casos, el gas liberado por estos procesos y por el equipo puede quemarse en lugar de ventearse, con el fin de mantener la seguridad y aliviar la sobrepresión de las diversas partes del sistema de extracción y suministro de gas. La quema produce CO₂, gas de efecto invernadero mucho menos potente que el metano, sin embargo, ninguna quema es 100% eficiente y parte del metano (no quemado) se emite durante la quema. Además de las diversas fuentes de emisiones por venteo, los numerosos componentes y la red compleja de las líneas de recolección, tienen el potencial de ser fuentes de emisiones fugitivas.

Aunque parte del gas es lo suficientemente puro para utilizarse, la mayoría del gas se transporta por medio de un gasoducto desde el cabezal del pozo hasta la planta procesadora de gas. El sistema de recolección tiene dispositivos neumáticos y compresores que presentan emisiones por venteo o fugitivas. Las plantas procesadoras de gas extraen líquidos de hidrocarburos adicionales como etano y butano así como impurezas gaseosas del gas, como CO₂, con el fin de dar al gas la calidad necesaria para ser enviado por gasoducto, comprimirlo y transportarlo. Dichas plantas son otra fuente de emisiones por venteo y emisiones fugitivas.

Desde la planta procesadora de gas, el gas natural se transporta, normalmente a larga distancia, a través de un gasoducto hacia el centro de distribución y desde ahí hacia los consumidores. La gran mayoría de los compresores que presurizan el ducto para transportar el gas, utilizan gas natural para operar aunque otros operan con electricidad. Los compresores emiten CO₂ y metano durante la combustión y representan una fuente de emisiones por venteo o fugitivas en los sellos, válvulas y conexiones del compresor, y durante las operaciones y el mantenimiento. Las estaciones de compresión constituyen la fuente principal de emisiones de metano por venteo durante la transmisión de gas natural.

Algunas plantas de generación eléctrica y grandes plantas industriales reciben el gas directamente de los ductos de transmisión, mientras que otras, así como los consumidores residenciales y comerciales, reciben el gas a través de gasoductos más pequeños operados por empresas locales de distribución. Las líneas de distribución generalmente no requieren comprimir el gas. Sin embargo, existen algunas emisiones de metano en las líneas de distribución y válvulas más antiguas, conexiones y equipo de medición. Esto sucede especialmente en sistemas antiguos con redes de distribución de hierro fundido.

Producción petrolera

La mayoría de las fuentes de emisión durante la producción de petróleo son similares a las de la producción de gas, emisiones provenientes de la terminación del pozo, de dispositivos neumáticos, del equipo de procesamiento y de los motores/compresores. El crudo contiene gas natural que se separa de la corriente de crudo en el cabezal del pozo y se puede capturar para su venta, venteo o quema. Lo más común es el venteo o la quema en las regiones que no tienen infraestructura para capturar el gas ("gas

varado”). Por ejemplo, las operaciones costa afuera de México tienen emisiones por quema y venteo significativas, de acuerdo con las fuentes de información pública²¹.

El crudo se toma del cabezal del pozo y se envía a través de oleoductos operados con electricidad hacia las refinerías para su procesamiento. De ahí, los productos del petróleo se llevan a los consumidores a través de oleoductos, camiones y barcos. Las emisiones de metano corriente abajo en el sector petrolero son menores que en el sector de gas, ya que, para este punto, la mayoría del metano ha sido extraído del crudo. Los segmentos de transporte y refinación de crudo no se incluyeron en el análisis de emisiones del presente informe.

Operaciones de crudo y gas en México y otros desarrollos

La producción nacional de petróleo ha sido principalmente en la región costa afuera de México, básicamente de campos como Cantarell y KMZ. La producción fuerte en la zona marina inició en la década de los 70 y llegó a la cumbre en 2004. La producción nacional de gas no asociado es principalmente costa adentro y más que nada en la región norte, mientras que la producción de gas costa afuera es esencialmente gas asociado. Aunque el desarrollo de la producción de gas y aceite de lutitas no parece ser una parte importante en el futuro cercano de la industria de petróleo y gas en México, se ha puesto un enfoque continuo en la región tierra adentro de Chicontepec para el desarrollo de crudo pesado. Ha habido un gran debate sobre el contenido de las reservas en la formación de Chicontepec y la viabilidad económica de dichas reservas. Aunque PEMEX ha hecho una inversión significativa para desarrollar por completo dicha formación, la producción general de Chicontepec ha estado rodeada no solo por desafíos económicos y técnicos, sin también políticos²². Aunque ha habido debates sobre la productividad futura de la región de Chicontepec, la historia ha demostrado que la región tiene desafíos importantes que han limitado su producción potencial y por lo tanto, el presente estudio no prevé cambios significativos en la producción de la región de Chicontepec durante el 2013 y hasta el período del 2020 .

Finalmente, ahora que México anunció la apertura de la industria petrolera a la industria privada, dicho paso tendrá ramificaciones no sólo en la producción, sino también en las emisiones. Sin embargo, debido a las reacciones en las rondas iniciales de licitaciones²³, es poco probable que dichos cambios tengan un impacto importante en las operaciones de México antes del 2020. Por lo tanto, este análisis no considera las implicaciones de la inversión privada en el desarrollo de los campos petroleros durante este periodo.

²¹ Se discute a mayor detalle en la Sección 2.5.

²² La región de Chicontepec está densamente poblada.

²³ México otorga el primer bloque de petróleo en una subasta histórica

<http://www.wsj.com/articles/mexico-awards-first-oil-block-in-historic-auction-1436978568>

Operaciones marinas en México

En México, grandes cantidades de petróleo y de gas se producen en instalaciones costa afuera. Al igual que los desafíos de la región costa adentro de Chicontepec, el campo Cantarell en la región marina noreste, ha bajado significativamente su producción y dicha tendencia seguirá hasta el 2020. Sin embargo, el incremento de la producción muy probablemente provendrá de las actividades en la región marina suroeste. Además de los datos públicos de PEMEX y SENER²⁴ sobre el número y tipo de plataformas específicas en México, el presente estudio analizó varios informes para conocer las actividades marinas de petróleo y gas en México. El *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM) cuenta con numerosos datos sobre las emisiones de las plataformas costa afuera en los Estados Unidos y la estructura de los datos se analizó para poder caracterizar mejor las emisiones costa afuera de México. La base de datos del Sistema de Datos de Actividades Costa Afuera en el Golfo (GOADS) contiene información detallada sobre las emisiones por equipo y tipo de plataforma y diferencia las operaciones entre aguas profundas y someras. Hicimos un gran esfuerzo para asegurarnos que la metodología del cálculo de las emisiones costa afuera, fuera consistente con el resto del inventario para este estudio. Por lo tanto, a diferencia de los estudios de Estados Unidos y Canadá, el presente estudio se centra tanto en las operaciones en tierra como en operaciones marinas de la industria del petróleo y gas.

2.3. Efectos del metano en el cambio climático

Los diferentes gases de efecto invernadero tienen distintos tiempos de vida en la atmósfera y diferentes efectos de calentamiento y, por lo tanto, tienen diferentes efectos en el cambio climático. Para compararlos, la comunidad científica utiliza un factor llamado potencial de calentamiento global (GWP), el cual relaciona cada efecto de los gases de invernadero con el del CO₂, al cual se le asigna un GWP de 1. La comunidad científica y política ha tomado históricamente los Informes de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), como fuente acreditada de los valores GWP. Los valores actuales aceptados provienen del Quinto Informe de la Evaluación IPCC²⁵ (AR-5).

Las emisiones de CO₂ son el impulsor primario del cambio climático en el largo plazo, debido a que permanecen un tiempo prolongado en la atmósfera. En virtud de que la estabilización del clima requerirá grandes reducciones en las emisiones de gases de invernadero, los valores GWP normalmente se expresan a lo largo de 100 años. En un horizonte a 100 años, el metano recibe un GWP de 34 de acuerdo con los estudios científicos más recientes de la evaluación AR-5. Esto significa que una

²⁴ SENER: Base de datos SIE.

<http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas&fromCuadros=true>

²⁵ IPCC. Cambio climático 2013: La base de la ciencia física. Contribución del grupo de trabajo I del quinto informe de evaluación del panel intergubernamental sobre el cambio climático <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/>

tonelada²⁶ de metano tiene el mismo efecto que 34 toneladas de CO₂ a lo largo de 100 años. El GWP a 100 años es el valor estándar que utilizan la SEMARNAT, INECC y la EPA y otras dependencias federales, estatales e internacionales para medir las emisiones de gases de invernadero, sin embargo hay distintos valores en uso. La razón es porque provienen de diferentes versiones de los Informes de Evaluación IPCC, asignan diferentes GWP al metano. Por ejemplo, la quinta comunicación nacional de México para la notificación al UNFCCC usa un GWP de 100 años asignando al metano un valor de 21, basado en el segundo informe de la Evaluación IPCC. El inventario de emisiones de GEI de la EPA en los Estados Unidos utiliza un GWP de 25, de acuerdo al 4º Informe de Evaluación IPCC, como lo especifica el protocolo del inventario de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. El inventario mexicano más reciente y el INDC (Contribución Intencional Determinada Nacionalmente) mexicano utilizan un GWP de 28 con base en el informe AR-5. Debido a que tanto el INDC, como el inventario más reciente usan un GWP de 28, dicha métrica es la que se utiliza para las conversiones en de CO_{2e} en este informe.

Algunos gases de efecto invernadero, incluyendo el metano, tienen mayor efecto modificador del clima que el CO₂ pero permanecen menos tiempo en la atmósfera (12 años en el caso del metano). Para evaluar los efectos a corto plazo, también se calcula el GWP en un horizonte a 20 años. En cuyo caso la evaluación AR-5 le asigna un valor GWP de 86 al metano. En resumen:

- El inventario mexicano más reciente y el INDC de México usan un GWP a 100 años de 28 derivado del AR-5.
- La 5ª Comunicación Nacional de México dada a conocer en 2012, usa un GWP a 100 años de 21 derivado del 2º Informe de la evaluación IPCC.
- La EPA usa un GWP a 100 años de 25 del AR-4 . El GWP a 20 años es de 72 del AR-4.
- El GWP de AR-5 es de 34 para 100 años, y de 86 para 20 años.
- El presente informe utiliza un GWP a 100 años de 28 del AR-5, excepto cuando se indique lo contrario.

2.4. Costo-efectividad de la reducción de emisiones

Cuando se habla de la reducción de emisiones, es común describir la costo-efectividad de éstas. Sin embargo, existen tres conceptos distintos de costo-efectividad que hay que entender y diferenciar.

Perspectiva de la compañía – El primer concepto es la costo-efectividad para la compañía a la hora de aplicar la medida. En este caso, “costo-efectividad” significa que el valor del gas que se recupera a través de alguna medida de recuperación de metano, supera el capital incremental y el costo de operación de

²⁶ ‘Tonelada’ equivalente a tonelada métrica

la medida, dando un rendimiento en la inversión que satisface los criterios de inversión de la compañía. Algunas medidas que satisfacen dichos criterios podrían ser aquellas que tienen un valor presente neto positivo, un periodo corto de amortización o una tasa de retorno interna que supera cierto umbral. Para que una medida cumpla con el criterio de costo-efectividad, dicha medida debe recuperar las emisiones de metano y debe poder recuperar su valor monetario. La quema de metano no cumple con dicho criterio. Además, la compañía debe poder monetizar el valor del metano recuperado. Por ejemplo, si un productor reduce las pérdidas de metano, tendrá más gas para vender y obtendrá un beneficio económico.

Perspectiva económica – El segundo concepto es la costo-efectividad a escala económica. En los segmentos en los que la compañía es la propietaria del gas, como por ejemplo, en la producción de petróleo y gas, la compañía puede monetizar el valor proveniente de las pérdidas reducidas del gas. Esto aplica también en algunos otros segmentos. A la mayoría de las compañías del *midstream* (recolección, procesamiento y almacenamiento) se les paga una cuota fija por el gas perdido y consumido durante sus operaciones. Si pueden reducir dichas pérdidas, se beneficiarán directamente de la reducción de dichas pérdidas.

Las compañías de transmisión y de distribución local generalmente no son dueñas del gas que transportan y normalmente se ven obligadas por ley a transferir el valor de las pérdidas reducidas a sus clientes, por lo que no pueden retener el beneficio de las pérdidas reducidas de metano. La reducción de metano en estos segmentos de la industria no tendrá un rendimiento positivo para las compañías o no será “costo-efectiva” en este sentido. Dicho lo anterior, el valor de las pérdidas reducidas se acumulará en otras partes de la economía. Si un ducto o un distribuidor local reducen sus pérdidas, el beneficio llegará a la larga a los clientes y a la economía en general. Las pérdidas reducidas se traducirán en menores precios en el suministro de gas y menores costos del gas suministrado a los consumidores. Por lo tanto, aunque una entidad que realice una reducción no se beneficie directamente de las pérdidas reducidas, existe un beneficio más amplio y dicho beneficio económico total se puede calcular y asignar en relación con la reducción de metano.

Perspectiva regulatoria – El último concepto de costo-efectividad es en el contexto de los programas de control de contaminación. En los programas convencionales de control de contaminación, la tecnología de control rara vez da como resultado una reducción de costos para la compañía que por ley tiene que implementarlos. Es decir, el costo de control casi siempre es positivo y el valor presente neto es negativo y no existe una amortización por dicha inversión. Sin embargo, dichos programas incorporan el concepto de costo-efectividad en el sentido de que el costo es aceptable para la sociedad como medio para alcanzar las metas de salud pública y ambientales. La costo efectividad varía según los distintos contaminantes y diversos programas regulatorios. En este contexto, las reducciones de metano pueden considerarse costo-efectivas aunque tengan un costo neto para la compañía o para la sociedad en general. Cuando las reducciones de metano generen un valor neto para la compañía que las lleva a cabo, el costo de control será negativo, por ejemplo, la compañía reduce emisiones y ahorra dinero en lugar de gastarlo.

En el presente estudio, el valor del gas recuperado se incluye al calcular la costo-efectividad de las medidas de mitigación una vez que la compañía recupera el gas y lo monetiza. Por lo tanto, la misma medida puede tener diferentes costos en los diferentes segmentos. Por ejemplo, el reducir las emisiones del compresor tendrá un menor costo neto en el segmento de la producción, que en el segmento de transmisión debido a que los ahorros se pueden monetizar en el primer caso, pero no en el segundo. Esto refleja el costo neto para la compañía al implementar la medida. Sin embargo, cuando es posible recuperar el gas a través de una medida de mitigación, el valor será para la economía en general, aunque dicho valor no lo registre la compañía que realizó la inversión. El costo de control, ya sea positivo o negativo, también se puede evaluar en el sentido regulatorio y comparar con otras opciones disponibles de reducción de emisiones. Finalmente, existen beneficios sociales y ambientales adicionales provenientes de la reducción de metano, que no se ven reflejados en dichos cálculos, como el amplio valor para la economía al reducir el riesgo climático y la reducción de otros contaminantes convencionales que aportan beneficios conjuntos como el ozono a nivel del suelo y los contaminantes atmosféricos peligrosos.

2.5. Panorama regulatorio de México y Reporte de Emisiones

Recientemente, México emitió nuevas regulaciones para recabar información sobre las emisiones de gases de invernadero en todo el país. El “Reglamento de la Ley General de Cambio Climático en Materia del Registro Nacional de Emisiones” o regulación de gases de invernadero, es una nueva reglamentación emitida por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) en 2014 que creó el registro de gases de invernadero de México y el sistema de notificación, Registro Nacional de Emisiones (RENE), similar al GHGRP de los Estados Unidos. Hasta ahora, las regulaciones notifican pero no regulan de manera explícita las emisiones de gases de invernadero.

Más allá de la regulación para notificar los gases de invernadero, los requerimientos regulatorios de México en materia de emisiones, se enfocan en las actividades de quema y venteo, en parte porque éstas son las mayores fuentes de emisiones de metano en el sector del gas y petróleo. Aunque existe un fuerte componente de auto regulación en el enfoque de México para reducir el metano proveniente de la quema y venteo (por ejemplo, por PEMEX), México cuenta con mecanismos regulatorios adicionales para abordar las emisiones de metano, es decir la norma CNH.06.001/09²⁷, o criterios de desempeño de la Comisión Nacional de Hidrocarburos para el cálculo de la quema y venteo del gas natural²⁸. La regulación se basa en el desempeño y se centra en los siguientes principios:

²⁷ Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH.06.001/09) – Criterios de desempeño y aplicación del cálculo de la quema y venteo del gas natural.

http://www.cnh.gob.mx/docs/QuemaVto/DT_QyV.pdf

²⁸ También hay una segunda regulación CNH.07.002/10 que establece los criterios de interpretación y aplicación para el cálculo del nivel nacional máximo de venteo y quema.

- Disposiciones técnicas establecidas para que PEMEX evalúe y planifique sus operaciones en los campos petroleros en relación con las actividades de quema y venteo para evitar desperdicio innecesario de gas;
- PEMEX debe realizar un análisis económico cuando desee realizar una destrucción controlada durante las operaciones de exploración de hidrocarburos y proyectos de desarrollo y entregarlo a la Comisión para su revisión, ejemplo, el desempeño y análisis de costos incurridos en la destrucción del gas extraído debe incluir los costos de capital y operación de la ejecución de la destrucción del gas, verificación y monitoreo y cargas financieras o seguros requeridos para remediar cualquier daño ocasionado a la nación durante la destrucción controlada en operaciones de exploración de hidrocarburos y proyectos de desarrollo y entregarlo a la comisión para su revisión;
- El venteo no se considera económico y cuando el volumen de gas permita una combustión continua y estable, deberá quemarse.
- PEMEX debe desarrollar e instrumentar un plan para detectar y reparar fugas que se encuentren presentes en sus instalaciones y calcular y reportar el volumen de gas en sus instalaciones;

Aunque la norma CNH.06.001/09 ofrece orientación sobre los valores máximos o metas a alcanzar, no proporciona detalles sobre el manejo de los volúmenes de quema y venteo, ni penalizaciones en caso de que los límites sean excedidos. Más allá de un enfoque en la quema y el venteo, las regulaciones mexicanas sobre petróleo y gas no establecen requerimientos prescriptivos para las fuentes de emisiones específicas a lo largo de los diversos segmentos del petróleo y gas. Más bien, queda en manos de la auto-regulación de PEMEX el identificar las fuentes que pudieran o no requerir opciones de mitigación para reducir las emisiones de metano. Por lo tanto, no queda claro si todas las fuentes que emiten metano a partir de las actividades de petróleo y gas en México se están capturando y analizando y qué medidas de control han implementado los operadores de dichas industrias y la magnitud de las reducciones resultantes. En general, esto lleva a una incertidumbre sobre los esfuerzos existentes realizados para reducir el metano.

Reporte de emisiones en México

De acuerdo con la quinta comunicación nacional de México para la notificación al UNFCCC (dada a conocer en 2012), las emisiones totales de metano se calcularon en 7,938.9 Gg, de las cuales 45.9% se atribuyeron al sector de gas natural y de petróleo, para dar un total de 3643.9 Gg de emisiones totales de metano por petróleo y gas. Esto se traduce en 3.64 millones de toneladas métricas de metano, o aproximadamente 189.2 MMMpc de emisiones de metano del sector petróleo y gas²⁹. Un inventario de emisiones reciente publicado por el INECC/SEMARNAT (dado a conocer en 2015), estima que las

²⁹ Inventario de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (published in 2015 using 2013 data)
http://www.inecc.gob.mx/descargas/cclimatico/2015_inv_nal_emis_gei_result.pdf

emisiones de metano provenientes del petróleo y gas, son cercanas a 1.1 millones de toneladas métricas ó 57.4 MMMpc, una diferencia significativa de los valores notificados en la 5ª Comunicación Nacional.

Ambos estimados incluyen emisiones por venteo y por quema, las emisiones que se atribuyen a la quema son solamente una porción pequeña del gas natural se queda como metano no quemado. En los Estados Unidos la eficiencia de la quema se estima en 98%. La eficiencia de la combustión de la quema en México ha sido estimada en 83.7% lo cual significaría mayores emisiones de metano provenientes de los quemadores³⁰. Sin embargo, para estar conservadoramente por debajo desde el punto de vista de emisiones, el análisis utilizó una eficiencia del 98% proporcionando un punto de inicio para las reducciones de emisiones potenciales. Tanto el estimado de 189 MMMpc, como el de 57 MMMpc, son mayores al estimado de 273 MMMpc en este estudio. Este estudio utilizó distintas fuentes de datos además de los de la 5ª Comunicación, así como el inventario más reciente para desarrollar la línea base de emisiones. Esto incluye documentos públicos de PEMEX y de otras organizaciones mexicanas³¹. ICF siguió los siguientes pasos para respaldar su estimación de emisiones, especialmente el tratamiento del venteo y la quema, que se cree son una parte significativa del inventario:

1. ICF consultó información de dominio público incluyendo la 5ª Comunicación Nacional, el inventario más reciente de gases de invernadero de INECC/SEMARNAT y documentos públicos de PEMEX (ejemplo: Los documentos presentados ante la *Securities and Exchange Commissions* (SEC)³² indican que el volumen típico anual de quema por parte de PEMEX es de aproximadamente 125 MMMpc/año).
2. ICF consultó otras fuentes incluyendo un presentación de la Iniciativa de metano Global hecha en 2012³³ y sostuvo conversaciones con expertos técnicos en PEMEX. Dichas fuentes también dieron un estimado de quema de alrededor de 125 MMMpc/año.
3. Estos estimados de quema son similares entre sí y este estudio usa los datos de PEMEX presentados a la SEC, los cuales dieron un estimado del volumen de quema de 129 MMMpc en 2013.
4. El volumen anual de venteo en este informe (también obtenido de PEMEX) es de 8 MMMpc en 2013.

³⁰http://www.inecc.gob.mx/descargas/climatico/2012_estudio_cc_invgef3.pdf, see page 129.

³¹http://www.inecc.gob.mx/descargas/climatico/2012_estudio_cc_invgef3.pdf

³²PETRÓLEOS MEXICANOS – Informe del emisor primario
http://www.ri.pemex.com/files/content/Form%206-K%20as%20filed%20June%207,%202013_RR.pdf

³³Pemex Exploración y Producción – Estrategia de reducción de emisiones al aire
<http://www.epa.gov/gasstar/documents/workshops/2012-annual-conf/bocanegra.pdf>

ICF confía en su método de determinación de volúmenes de quema y venteo. Las diferencias metodológicas entre este estudio, la 5ª Comunicación Nacional y el inventario del INECC/SEMARNAT dan resultados diferentes, lo cual no es de sorprender. Sin embargo, hay que señalar que los estimados menores de la eficiencia de la quema, pueden llevar a estimados mayores de las emisiones de la quema. Además, este estudio no tuvo la capacidad para analizar los datos del inventario de una manera más completa. Se necesitan más datos específicos para México para entender por completo la discrepancia entre los inventarios. Sería útil investigar más a fondo la razón de dicha diferencia.

Finalmente, al ver al futuro en el panorama regulatorio de México, de acuerdo las Contribuciones Nacionales Determinadas (INDC) entregadas a la UNFCCC, México sigue desarrollando e instrumentando medidas para reducir las emisiones de fuentes clave de gases de invernadero. El gobierno mexicano incluyó de manera específica los contaminantes climáticos de corta vida (SLCPs), diciendo que “Las INDC que México está entregando incluyen, para fines de mitigación, tanto reducción de los gases de invernadero, como de los contaminantes climáticos de corta vida”. El INDC de México también establece que “Para México, la inclusión de los SLCPs constituye un incremento en su nivel de ambición y compromiso ya que es adicional a lo que el país se había comprometido anteriormente.”³⁴

³⁴ El INDC de México está disponible en: http://www.semarnat.gob.mx/sites/default/files/documentos/mexico_indc.pdf

3. Enfoque y Metodología

3.1. Generalidades de la Metodología

Esta sección describe las generalidades de la metodología utilizada en el presente estudio. Los principales pasos fueron:

- **Establecer el inventario base de 2013 para México:** Las operaciones de *upstream* y *midstream* en México se dividieron en dos categorías según la presencia de ácido sulfhídrico (H₂S) gas “dulce” o “amargo”. El H₂S es venenoso y su presencia requiere de sistemas que sean menos propensos a presentar fugas. La determinación para clasificar o no la producción como dulce o amarga, se hizo con base en datos tomados de varios informes publicados por la CNH³⁵. Si el contenido medido de H₂S era mayor al 0.1%, el campo y su producción asociada se consideraba amargo. Entonces, se utilizó la estructura de datos y taxonomía del inventario de gases de invernadero de la EPA como punto de inicio, para generar la lista de categorías amargas para el nivel base de México. Las operaciones no se segregaron por región en México, a excepción de las operaciones costa afuera que se consideraron como un segmento por separado.

Siempre que fue posible, se utilizaron datos específicos para México. Esto fue especialmente aplicable para los datos de las actividades (la caracterización del número y tipo de instalaciones) como el número de pozos, kilómetros de ductos de transmisión, número de estaciones recolectoras, etc. Cuando nos estuvieron disponibles los datos de emisiones para México, se utilizaron los factores de emisiones de los Estados Unidos u otros, como los factores de emisiones de los datos del programa de notificación de la Subsección W. Creemos que este es un enfoque apropiado debido a los tipos de equipos y procedimientos de operación son muy similares entre los Estados Unidos y México. Se identificaron ubicaciones sustitutas en los Estados Unidos para ayudar a generar estos estimados para la selección de fuentes de emisiones con base en criterios geológicos y operativos. Específicamente se identificaron las siguientes analogías para actividades de petróleo y gas desde la producción hasta los segmentos de procesamiento de la industria con base en la información de la industria:

- ◆ Norte de México– Costa del Golfo
- ◆ Sur de México – Continente Medio

Para aclarar aún más el enfoque mencionado, básicamente, las emisiones en este estudio se estimaron con la siguiente ecuación:

³⁵ Activo de Producción Cantarell

http://www.cnh.gob.mx/docs/Manifiestos/Man_Cantarell_2013.pdf

$$Emisiones = \sum_{i=1}^n (AF_i \times EF_i)$$

En donde n es el número total de fuentes de emisiones, y AF y EF representan el factor de actividad y el factor de emisiones respectivamente, para cada fuente. Para estimar AF de la ecuación se utilizaron datos específicos para México, mientras que para estimar la porción EF , se utilizaron también algunos datos de México, así como datos sustitutos, datos del análisis de la Subsección W e informes externos.

El análisis para México se desarrolló utilizando los informes públicos disponibles de PEMEX para GMI, así como las publicaciones de la CNH, SIE y SENER sobre la industria mexicana del petróleo y gas³⁶. Para realizar el análisis también se contó con el apoyo de expertos mexicanos en el área de petróleo y gas y se revisó la evaluación del inventario más reciente de emisiones de metano de la EPA referente a emisiones de gas de invernadero publicado en 2014 con datos al 2012³⁷. Entonces se revisó la 5th comunicación nacional y el inventario de México del 2015 para contar con información adicional y más reciente, como la información del Programa de Notificación de Gases de Invernadero de la EPA³⁸ y estudios de reciente publicación como el estudio de medición de producción de gas de la Universidad de Texas³⁹ y otros estudios recientes patrocinados por EDF. Dichos cambios se aplicaron para desarrollar la línea base de 2013, que se tomó como base para proyectar las emisiones de metano costa adentro para el 2020. La línea base incluye las emisiones de metano por fuente para la exploración y producción marina y en tierra, procesamiento, almacenamiento y transmisión de gas, para la importación y almacenamiento de gas natural y para los segmentos de distribución de la industria.

Finalmente, para desarrollar la línea base, se realizaron las revisiones de rutina tomando las fuentes externas como puntos de comparación para el análisis.

- **Proyección de emisiones para el 2020:** para el análisis se utilizó la línea base de 2013 para proyectar las emisiones para el año 2020 considerando el crecimiento de la producción de gas, kilómetros de ductos, etc. Los datos para las proyecciones se obtuvieron principalmente de la SENER y del análisis de ICF, que se discute en el Anexo B. Las reducciones potenciales se basaron en el análisis de las regulaciones y en la contribución de expertos en la materia. Se escogió el año 2020 como una fecha conservadora para cuando las tecnologías de control podrían haberse instalado.

³⁶ Un ejemplo es la Prospectiva 2013-2017 -

http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Prospectiva_Gas_Natural_y_Gas_LP_2013-2027.pdf

³⁷ U.S. EPA, "Inventario de Emisiones de Gases de Invernadero y sumidero: 1990-2012",

<http://www.epa.gov/climatechange/ghgemissions/usinventoryreport.html>

³⁸ <http://www.epa.gov/ghgreporting/>

³⁹ Allen, David, et. al., "Mediciones de metano en sitios de producción de gas natural en los Estados Unidos". 10.1073/pnas.1304880110

- **Identificación de las principales fuentes y opciones clave de mitigación:** El siguiente paso fue identificar las mayores fuentes emisoras en el inventario proyectado para 2020 y las tecnologías relacionadas con la mitigación asociada para dichas fuentes que serían costo-efectivas.
- **Caracterización de las tecnologías reductoras de emisiones:** una parte esencial del estudio fue revisar y actualizar la información sobre el costo y desempeño de las tecnologías de mitigación seleccionadas. Se recabó información de los fabricantes de equipo, de las compañías de petróleo y gas. Dicha información se aplicó al volumen de las emisiones asociadas.
- **Desarrollo de las curvas de costos marginales de abatimiento:** La información de la tecnología se aplicó al inventario de emisiones para calcular el volumen potencial de la reducción de emisiones y su costo. Los resultados se representaron en una serie de curvas de costos marginales de abatimiento para resaltar las opciones más costo-efectivas.

Los pasos clave se describen más a fondo en las siguientes secciones.

3.2. Desarrollo de la línea base de 2013

El primer paso del análisis fue desarrollar una línea base de las emisiones fugitivas y por venteo de metano para cada segmento de petróleo y gas. El inventario sirve para identificar las fuentes existentes y las cantidades asociadas de emisiones con potencial de mitigación. A continuación se muestra el enfoque utilizado:

- **Desarrollar estimados para actividades específicas por equipo:** Este estudio utilizó la información pública disponible para estimar los datos de las actividades para cada fuente de emisión. Aunque la información detallada y las fuentes se describen en el Anexo A, aquí se proporcionan algunos ejemplos:
 - ◆ Informe anual de PEMEX 2013⁴⁰
 - ◆ Manual estadístico de PEMEX 2013⁴¹

Organizaciones como SENER, el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, la EIA (Agencia de Información Energética) de Estados Unidos, la IEA (Agencia Internacional de Energía) y la CNH proporcionaron información histórica y proyecciones de las actividades de petróleo y gas, además de otros datos como kilómetros de distribución. El presente estudio contiene datos válidos sobre la actividad en el sector petróleo y gas en México de acuerdo con PEMEX y la SENER. PEMEX también ha publicado datos específicos sobre los niveles del equipo y cuando fue posible, este estudio tomó datos de las actividades en México, principalmente volúmenes de producción, volúmenes de gas

⁴⁰ PETRÓLEOS MEXICANOS Informe Anual 2013

http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/informes_art70/2013/Informe_Anual_PEMEX_2013.pdf

⁴¹ Manual estadístico de PEMEX 2013

http://www.pemex.com/en/investors/publications/Anuario%20Estadstico%20Archivos/2013_full.pdf

natural y de condensados de las instalaciones de procesamiento, número de plantas de procesamiento y compresores asociados, kilómetros de ductos de transmisión, volúmenes de importación y exportación de gas natural y volúmenes de uso final de gas natural en el segmento de distribución. Cuando los datos antes señalados no estuvieron disponibles, el estudio utilizó datos específicos del número de equipos en Estados Unidos y la opinión de expertos para calcular el número de equipos específicos para México. En el Anexo A, se señalan los pasos detallados que se siguieron para desarrollar los factores de las actividades y de las emisiones.

Finalmente, se utilizaron datos de las Reglas de Notificación de Gases de Invernadero (GHGRP) de la EPA Subsecciones C (combustión de fuentes estacionarias) y W (emisiones de metano provenientes de sistemas de petróleo y gas natural), para proporcionar información adicional para estimar el inventario de la línea base de México.

- **Desarrollar datos sobre las actividades específicas por equipo:** Una vez establecidos los indicadores de actividad para 2013 y 2020, el siguiente paso fue estimar la actividad del equipo para la cual no había información pública. Por ejemplo, se utilizó el número de pozos para establecer el número de separadores y los kilómetros de ductos de transmisión para establecer el número de compresores. Este estudio tomó en cuenta opiniones de expertos y datos de informes y publicaciones para determinar la información base más apropiada de las actividades existentes. Al hacerlo con esta metodología, fue posible estimar los datos de actividad que no son públicos. Algunos ejemplos son:
 - ◆ Volúmenes de producción de petróleo y gas: este indicador se utilizó como base para estimar los datos de la actividad específica por equipo para los segmentos de producción, recolección y recompresión que se correlacionan con los volúmenes de producción, tales como tanques de almacenamiento y deshidratadores de glicol. El método de modelado del presente estudio permitió establecer información base de actividades adicionales que representan las características de operación específicas del petróleo y gas en México. Se utilizaron los volúmenes de producción para estimar el volumen de gas procesado.
 - ◆ Número de pozos: se utilizó esta información como base para estimar los datos de la actividad del equipo que se correlaciona con el número de pozos, como separadores y dispositivos neumáticos.
 - ◆ Demanda de gas residencial/comercial: se utilizó para establecer los cambios en el crecimiento de la actividad y de la capacidad en el segmento de distribución, si los hubiere.
 - ◆ Volúmenes de importación y exportación de gas natural: se utilizó para establecer el número de nuevas instalaciones de gas natural que entrarán en operación para el 2020.
- **Establecer los factores de emisiones relevantes:** Después de establecer el número de equipo específico para México, se utilizaron factores de emisiones para establecer el volumen del metano que se emite por fuente. Se calcularon las emisiones de metano para aproximadamente 200 fuentes multiplicando los factores de actividad desarrollados (ejemplo, número de equipo) por los factores de emisiones (emisiones promedio de cada fuente) para estimar las emisiones totales. Dichos factores se desarrollaron ya sea a partir de la literatura de México, del inventario de la EPA o se

calcularon utilizando los datos GHGRP disponibles y los datos sustitutos regionales específicos para cada fuente de emisión particular.

- **Establecer las medidas de control actuales:** El siguiente paso fue establecer las medidas de control actuales y desarrollar un escenario de la penetración esperada de las medidas de control en el futuro, por ejemplo, si se espera que la proporción de medidas de control se mantenga igual o se incremente en el futuro. El presente estudio utilizó principalmente la biblioteca de tecnologías y prácticas identificada en los Programas *Natural GasSTAR* y *Global Methane Initiative* y que fueron utilizados en el trabajo de ICF/EDF MAC⁴² sobre medidas de control para Estados Unidos. Básicamente hay dos opciones para desarrollar los estimados actuales de la penetración de las medidas de control: 1) Investigar y utilizar todas las medidas de control específicas por país reportadas o 2) Investigar todos los datos públicos disponibles sobre la implementación de medidas de control específicas para instalaciones, segmentos y fuentes en los países. A menudo las compañías notifican sus medidas de reducción a organizaciones como el *Global Methane Initiative*, el Mecanismo de Desarrollo Limpio de las Naciones Unidas, y al Proyecto de Divulgación de Carbono. Dichas fuentes proporcionan cierta información sobre las medidas de control. Para México, la información fue recabada uniendo la información proveniente de PEMEX y de otras fuentes, dependiendo de la disponibilidad de los datos. Cuando no hubo datos disponibles, el estudio utilizó la opinión de expertos y datos específicos de Estados Unidos en combinación con datos sustitutos regionales. ICF trabajó con EDF para establecer el escenario futuro de la penetración de las medidas de control.
- **Calcular las emisiones a partir del modelo del inventario de la línea base:** El modelo de la línea base calcula las estimaciones de emisiones por fuente y por segmento. El inventario identificó la porción de las emisiones por fuente controlada versus la porción de emisiones por fuente no controlada y el potencial de la reducción correspondiente. El estudio también proyectó la línea base hacia el 2020, con base en el pronóstico de la actividad de petróleo y gas. La
-
- Tabla 3-1 resume las emisiones por segmento a partir de la línea base del inventario. El estudio comparó los estimados del inventario con las diversas fuentes de la industria y del gobierno (ejemplo, UNFCCC, SENER, PEMEX, INECC, etc.) y encontró que los estimados son comparables, a excepción de la caracterización del tratamiento del gas liberado por venteo y quema, como se comentó anteriormente.

⁴² Análisis económico de las oportunidades de reducción de emisiones de metano en la industria de petróleo y gas natural costa adentro en Estados Unidos
https://www.edf.org/sites/default/files/methane_cost_curve_report.pdf

Tabla 3-1: Emisiones de la línea base de 2013 por segmento

Segmento	Millones de toneladas de CO ₂ e	MMMpc CH ₄
Gas Natural		
Producción de gas	0.4	0.7
Recolección y recompresión	2.5	4.6
Procesamiento de gas	0.6	1.1
Transmisión de gas	0.5	1.0
Almacenamiento de gas	<0.0	<0.1
Distribución de gas	<0.1	0.1
Petróleo		
Producción de petróleo	1.6	3.2
Región marina		
Producción de petróleo costa afuera	8.7	16.2
Total de emisiones	14.6	27.0

3.3. Proyección al 2020

El pronóstico para el 2020 de las emisiones de los sistemas de gas natural y de petróleo, inicia con la línea base del 2013 descrita en la Sección 3.2. A través del uso de cantidades como la producción de gas, consumo de gas o kilómetros de ductos como información base, se proyectaron los estimados de las emisiones a partir del inventario base para el 2020. La Figura 3-1 muestra los resultados de la estimación de las emisiones de metano tanto para el inventario de la línea base de 2013, como para las proyecciones del 2020. Se utilizaron datos de la SENER y del análisis del ICF para estimar los datos futuros, tales como los volúmenes de producción, los kilómetros de ductos, el número de terminaciones, etc., y se utilizó la Perspectiva Anual de Energía de la EIA (ejemplo, importaciones/exportaciones mexicanas desde y hacia EEUU) para complementar las proyecciones. Adicionalmente, en el pronóstico se incluyen las reducciones de emisiones esperadas provenientes de fuentes como dispositivos neumáticos de purga y compresores centrífugos con sellos húmedos, como resultado de los esfuerzos de control voluntario. Se supuso que existen otras fuentes que no cuentan con medidas de control adicionales. En las proyecciones se espera que las emisiones se reduzcan ligeramente durante este periodo: de 27.1MMMpc en 2013 a 22.7 MMMpc en 2020. Se observa un crecimiento en el segmento de transmisión, principalmente debido a los nuevos proyectos de ductos, aunque gran parte de la reducción en las emisiones se puede atribuir a la caída en la producción tradicional de los campos costa afuera de México (ejemplo: Cantarell, KMZ), debido principalmente a cuestiones económicas y geológicas. Dado que el perfil de las proyecciones muestra que las emisiones van a la baja, más del 90%

de las emisiones en 2020 provendrán de las fuentes existentes (las fuentes del 2013) como se muestra en la

Figura 3-2.

Figura 3-1– Proyecciones de emisiones en 2020 – (Incluyendo las emisiones costa afuera)

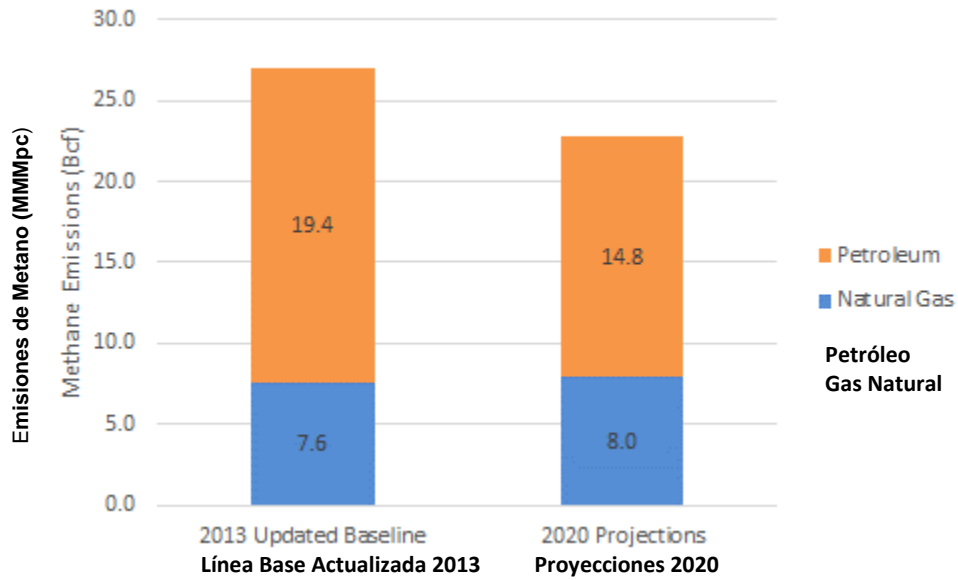
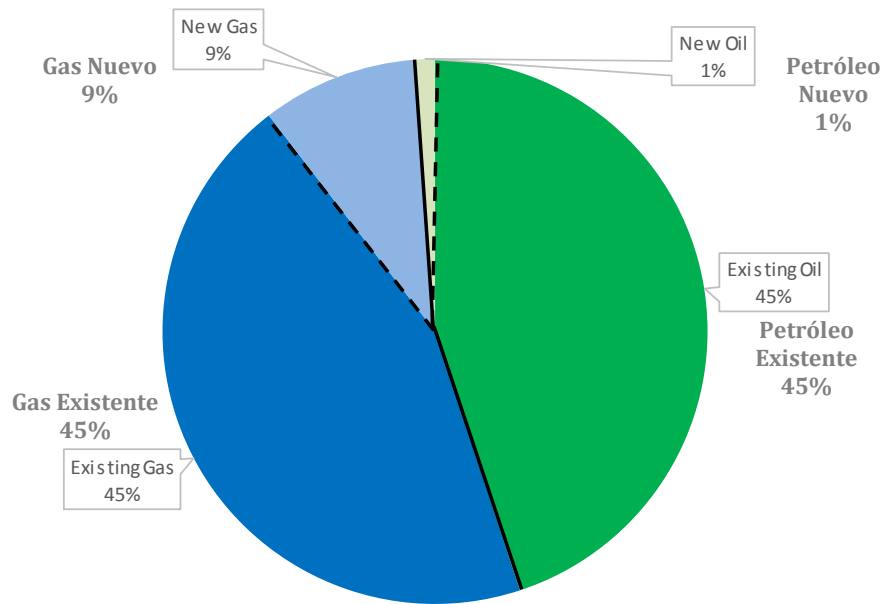


Figura 3-2 – Distribución de emisiones en 2020



La proyección también separó el estimado de las emisiones a nivel nacional en el inventario del 2013 de las operaciones en tierra y marinas de México. Los detalles del análisis se describen en el Anexo A.

3.4. Identificación de las fuentes de emisión a eliminar

La

Tabla 3-2 resume las categorías de las fuentes con mayor emisión en la proyección para el 2020 de los sectores de petróleo y gas por categoría principal de fuente de emisión. Las 21 principales categorías de fuentes de emisión representan aproximadamente el 80% del total de emisiones para el 2020, es decir 22.7MMMpc, y el restante de las 100+ categorías representa cada una el 1.0% o menos, del total de emisiones. Aunque estas categorías de menores emisiones no se incluyeron en esta tabla debido a su pequeña contribución, existen tecnologías demostradas de reducción de metano que pueden ofrecer reducciones costo efectivas para muchas de esas fuentes según sea el caso individual. La Figura 3-3 muestra gráficamente la distribución de las fuentes de emisiones. Las emisiones por venteo es la categoría de la mayor fuente de emisiones en general, siendo el venteo del “gas varado”, los sellos de los compresores recíprocos, las purgas, los controladores neumáticos y las bombas, las fuentes de emisiones más significativas. Las emisiones fugitivas como fuente colectiva a lo largo de los segmentos, es una categoría de emisiones significativa.

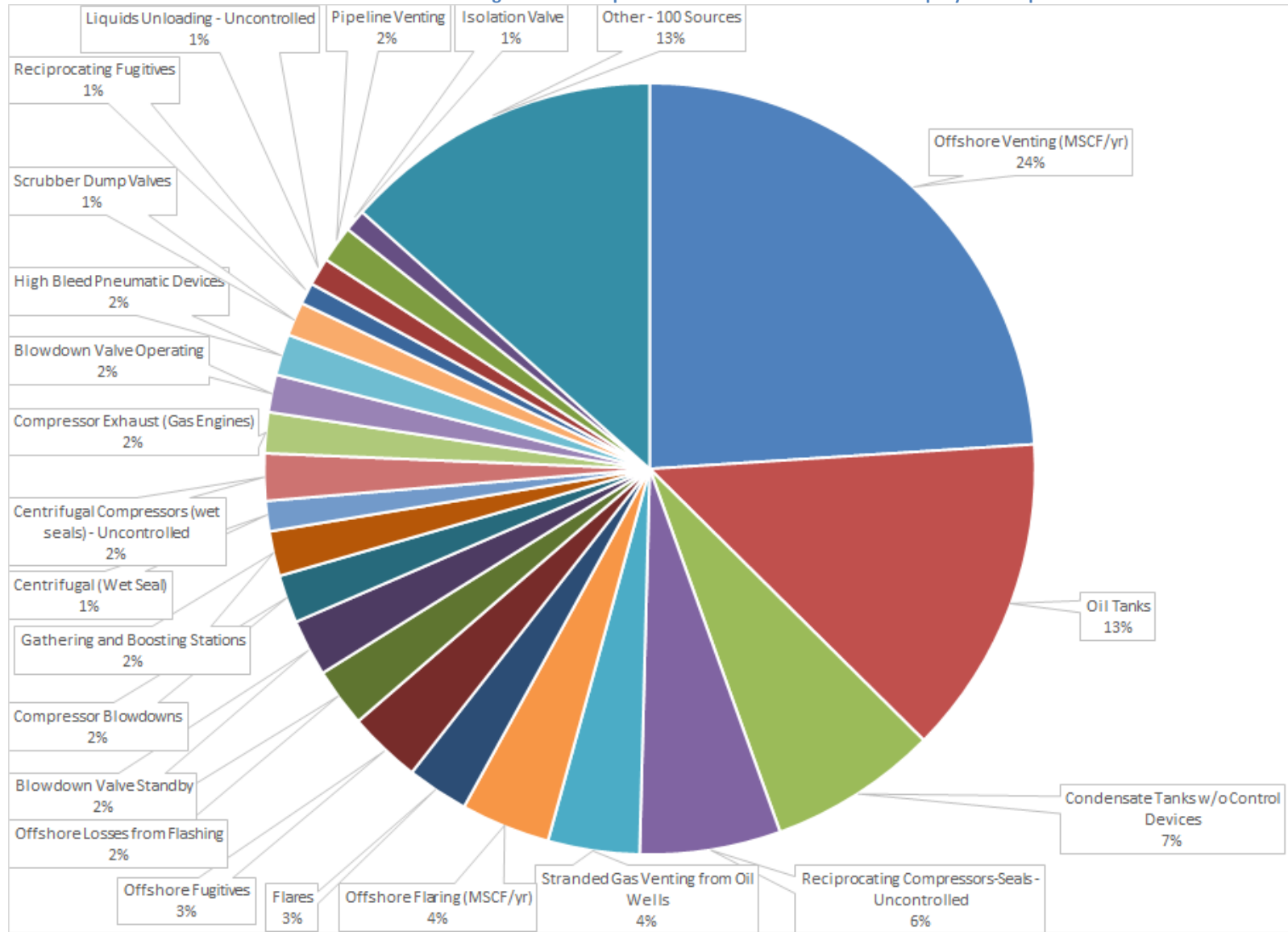
Tabla 3-2 – Categorías de las fuentes de mayor emisión de metano costa adentro en 2020

Segmento	Fuente	Tipo de emisiones	Emisiones 2020 (MMpc)	Porcentaje del total	CMMpc acumulado	% acumulado
Producción de petróleo – costa afuera	Venteo	Venteo	5,451.2	24.0%	5,451.2	24.0%
Producción de petróleo – costa afuera	Tanques de crudo	Venteo	2,772.5	12.2%	8,223.8	36.2%
Recolección y Recompresión	Sellos de compresores recíprocos – no controlados	Venteo	1,162.6	5.1%	9,386.3	41.3%
Producción de petróleo	Venteo de “gas varado” o inmovilizado de pozos petroleros	Venteo	872.7	3.8%	10,259.1	45.1%
Producción de petróleo – costa afuera	Quema (MSCF/año)	Quema	851.6	3.7%	11,110.7	48.9%
Recolección y Recompresión	Tanques de condensado sin dispositivos de control	Venteo	847.5	3.7%	11,958.2	52.6%
Producción de petróleo – costa afuera	Tanques de condensado sin dispositivos de control	Venteo	764.5	3.4%	12,722.6	56.0%
Producción de petróleo – costa afuera	Fugitivas	Fugitivas	696.3	3.1%	13,419.0	59.0%
Producción de petróleo	Quemas	Quema	587.2	2.6%	14,006.2	61.6%
Producción de petróleo – costa afuera	Pérdidas por evaporación	Venteo	562.6	2.5%	14,568.8	64.1%
Recolección y recompresión	Válvula de purga de respaldo	Fugitivas	534.6	2.4%	15,103.4	66.5%
Recolección y recompresión	Purgas de los compresores	Venteo	458.3	2.0%	15,561.7	68.5%
Recolección y recompresión	Estaciones de recolección y recompresión	Fugitivas	428.1	1.9%	15,989.7	70.4%

Análisis Económico de las Oportunidades de Reducción de Emisiones de Metano en la Industria Mexicana de Petróleo y Gas Natural

Segmento	Fuente	Tipo de emisiones	Emisiones 2020 (MMpc)	Porcentaje del total	CMMpc acumulado	% acumulado
Transmisión de gas	Venteo de ductos	Venteo	350.9	1.5%	16,340.7	71.9%
Recolección y recompresión	Válvula de purga en operación	Fugitivas	332.9	1.5%	16,673.6	73.4%
Producción de petróleo	Dispositivos neumáticos de alta purga	Venteo	306.8	1.3%	16,980.4	74.7%
Producción de petróleo – costa afuera	Compresores centrífugos (sellos húmedos)	Venteo	287.8	1.3%	17,268.2	76.0%
Recolección y recompresión	Válvulas de vaciado del tanque de lavado	Fugitivas	287.4	1.3%	17,555.6	77.2%
Producción de petróleo	Tanques de crudo	Venteo	279.6	1.2%	17,835.2	78.5%
Producción de gas	Descarga de líquidos – no controlada	Venteo	265.1	1.2%	18,100.2	79.6%
Procesamiento de gas	Gases de escape del compresor (motores con gas)	Quemado	242.2	1.1%	18,342.5	80.7%

Figura 3-3—Principales fuentes de emisiones de metano proyectadas para 2020



24% Venteo Costa Afuera (Mscf/año)
13% Tanques de Crudo
7% Tanques de Condensados sin Dispositivos de Control
6% Sellos del Compresor Recíproco – Descontrolado
4% Venteo de Gas en Desuso provenientes de Pozos de Petróleo
4% Quema Costa Afuera (Mscf/año)
3% Quemadores
3% Fugitivos Costa Afuera
2% Pérdidas por Vaporización (flasheo) Costa Afuera
2% Válvula de Purga en Reserva
2% Purgas de Compresores
2% Estaciones de Recolección y Distribución
1% Centrífugos (Sellos Húmedos)
2% Compresores Centrífugos (Sellos Húmedos)
2% Escape de Compresores (Motores de Gas)
2% Válvula de Purga en Operación
2% Dispositivos Neumáticos de Alta Exudación
1% Válvulas de Vaciado del Lavador
1% Fugitivos Recíprocos
1% Descarga de Líquidos – Descontrolada
2% Venteo de Tuberías
1% Válvula de Aislamiento
13% Otras – 100 Fuentes

3.5. Tecnologías de mitigación seleccionadas

Las siguientes secciones describen las medidas de mitigación incluidas en este análisis para abordar las categorías de las fuentes de mayor emisión. Gran parte de los datos del costo y desempeño de las tecnologías se basan en la información proporcionada por la industria y los proveedores de equipo consultados durante este estudio y estudios previos de curvas de costos de ICF, que han sido actualizados y complementados con información específica para México, así como con actualizaciones del programa STAR de gas natural de la EPA⁴³. Los costos también han sido adaptados a los perfiles de emisiones estimados para México, específicamente para las prácticas de detección y reparación de fugas. El planteamiento está organizado de acuerdo con la fuente de emisiones y la opción de mitigación. **Todos los costos de esta sección se encuentran en pesos mexicanos y también utilizan el símbolo de la divisa '\$' a menos que se especifique lo contrario.** Cuando los costos aparezcan en dólares estadounidenses, así será indicado. En general, los costos se mantuvieron de manera conservadora en dólares en la costa del golfo de Estados Unidos para el análisis y no se ajustaron a la baja para reflejar menores costos en México. Esto se describe más a fondo en la Sección 4.

El presente análisis intenta definir de manera razonable los estimados del costo promedio y del desempeño con los datos disponibles. Los costos y el desempeño de un proyecto individual real, pueden no ser comparables con los promedios utilizados en este análisis debido a que los costos de la implementación y la efectividad de la tecnología dependen mucho de cada sitio. Los costos para las instalaciones reales pueden ser mayores o menores a los promedios utilizados en este análisis.

Un punto importante a destacar son las operaciones marinas en México, ya que es muy probable que los costos de mitigación de las fuentes marinas vayan a ser mucho más elevados en comparación con los costos en tierra debido al transporte, logística y complejidad en general. Para considerar la diferencia de los costos en la zona marina, este estudio aplicó una serie de factores de escalamiento sobre el costo de capital de las tecnologías de mitigación consideradas para las emisiones costa afuera. Por lo tanto, para todas las fuentes de emisiones costa afuera, costos de tecnología de mitigación y curvas MAC, se aplicaron los siguientes factores a los costos de capital de las tecnologías de mitigación utilizadas costa afuera. Dichos factores se desarrollaron gracias a la contribución de la industria y a la experiencia previa. Por ejemplo, existe una correlación positiva entre el escalamiento del costo de capital y el tamaño del equipo (ejemplo, un compresor centrífugo vs un dispositivo neumático).

⁴³<http://www.epa.gov/gasstar/>

Tabla 3-3- Factores de escalamiento de costos de capital costa afuera

Opción de mitigación	Factor de escalamiento
Reemplazo de dispositivos neumáticos de alta purga por dispositivos neumáticos de baja purga	1.5
Reemplazo de sistemas de empaque de vástago del compresor	1.5
Instalar quemadores para el venteo de “gas varado” o “gas inmovilizado”	3.0
Instalar quemadores portátiles	1.0
Instalar sistemas de elevadores de émbolo en pozos de gas	1.0
Instalar unidades recuperadoras de vapor	1.75
Detección y reparación de fugas en los pozos	1.0
Detección y reparación de fugas en recolección	1.0
Detección y reparación de fugas en los distribuidores locales	1.0
Detección y reparación de fugas en Procesamiento	1.0
Detección y reparación de fugas en Transmisión	1.0
Reemplazar bombas neumáticas de inyección de químicos por bombas eléctricas solares	1.0
Reemplazar bombas Kimray por bombas eléctricas	1.25
Purga de ductos antes del mantenimiento	1.0
Sistema de recuperación de gas de los sellos húmedos de los compresores centrífugos	1.75
Modernización de los sellos húmedos por sellos secos en los compresores	1.75
Captura de la purga y la ruta al sistema de combustible (por compresor)	1.0
Captura de la purga y la ruta al sistema de combustible (por planta)	1.25
Reemplazar por sistemas de aire de instrumentos – dispositivos neumáticos de purga intermitente	1.5
Reemplazar por sistemas de aire de instrumentos - dispositivos neumáticos de alta purga	1.5

Emisiones fugitivas: Las emisiones fugitivas son una pérdida no planificada de metano de los ductos, válvulas, bridas y otro tipo de equipos. Las emisiones fugitivas de los compresores recíprocos, estaciones de compresión (transmisión, almacenamiento y recolección), pozos, equipo de medición de los distribuidores locales y reguladores, constituyen una de las mayores categorías de emisiones combinadas.

La detección y reparación de fugas (LDAR) es el término genérico para el proceso de ubicar y reparar dichas fugas fugitivas. Existen una variedad de técnicas y tipos de equipo que se pueden utilizar para ubicar y cuantificar dichas emisiones fugitivas. La EPA y otras agencias han hecho un trabajo extensivo para documentar y describir dichas técnicas, tanto en los materiales de referencia del programa Gas STAR, así como en varios análisis regulatorios. En algunos casos y en este estudio, se ha encontrado que la detección y reparación de fugas es una de las opciones más costo efectivas para poder reducir las emisiones de metano.

La dimensión potencial y naturaleza de dichas emisiones fugitivas puede variar enormemente por segmento de la industria e incluso por sitio. Actualmente, no existen requerimientos específicos para la detección y reparación de fugas en México. Adicionalmente, no existen datos sobre el factor de emisiones en México ni tampoco se tiene información pública en México sobre los costos de la detección y reparación de fugas. Por lo tanto, este estudio utilizó los datos disponibles de los estudios y regulaciones de los Estados Unidos. Fuera de los costos de mano de obra, el costo del equipo para localizar fugas, no será diferente. Lo anterior, debido a que solamente existen dos proveedores de equipo de detección de fugas, la cámara infrarroja capaz de detectar emisiones de metano en la industria del petróleo y del gas

Los programas de detección y reparación de fugas han sido analizados para varias iniciativas regulatorias recientes en Estados Unidos, incluyendo NSPS de la EPA Subsección OOOO⁴⁴ y la Regulación Número 7 (5 CCR 1001-9)⁴⁵ de la Comisión de Control de la Calidad del Aire de Colorado. El presente estudio utilizó tanto el análisis regulatorio de Colorado, como el documento de soporte técnico de la EPA⁴⁶ del NSPS Subsección OOOO y OOOOa, como base para la estructura de los costos y el cálculo de la efectividad de la reducción. Este estudio tomó las emisiones promedio por tipo de instalación de la línea base de México desarrollada, para establecer las reducciones de emisiones ante la implementación del programa de detección y reparación de fugas.

Los factores esenciales en el análisis son el tiempo que tarda un inspector en revisar cada instalación (o alternativamente, cuántas instalaciones se pueden revisar por día) , cuántos inspectores se necesitan por año, cuánta reducción se puede lograr y el tiempo que se requiere para hacer las reparaciones. De acuerdo con el documento de soporte técnico NSPS OOOOa recientemente publicado, la EPA indica que las inspecciones con mayor frecuencia, dan como resultado mayores reducciones, resumidas aproximadamente como:

- Inspección anual = 40% reducción

⁴⁴<http://www.epa.gov/airquality/oilandgas/>

⁴⁵<http://www.colorado.gov/cs/Satellite/CDPHE-AQCC/CBON/1251647985820>

⁴⁶ U.S. EPA, “Sector del petróleo y gas natural: Normas de desempeño de la producción, transmisión y distribución de crudo y gas natural. Documento de soporte técnico complementario de las normas recientes de desempeño de nuevas fuentes”.
<http://www.epa.gov/airquality/oilandgas/pdfs/20120418tsd.pdf>

- Inspección semestral = 60% reducción
- Inspección trimestral = 80% reducción

Aunque este análisis considera inspecciones trimestrales a todas las instalaciones, la reducción supuesta fue de tan solo el 60%. Se tomó esta medida para dar cuenta de los operadores mexicanos que ya están implementando algunos programas de detección y reparación de fugas de acuerdo con las presentaciones de GMI PEMEX.

El presente estudio adaptó el análisis de la EPA y de Colorado, que calcula el costo de capital y mano de obra en campo de un inspector de tiempo completo, incluyendo los viáticos y costos de mantenimiento de registros (Tabla 3-4). Se agregó tiempo adicional para la capacitación. El costo de capital incluye una cámara infrarroja (que se utiliza para localizar las emisiones fugitivas) un camión y el costo de un sistema para guardar los registros. El costo por hora combinado fue el que se tomó como base para los estimados del costo.

Tabla 3-4 – Cálculo del costo por hora de la detección y reparación de fugas (\$ MXN)

Mano de obra		Costos iniciales y de capital	
Personal de inspección	\$462,000	Cámara infrarroja	\$1,881,880
Supervisión (@ 20%)	\$92,400	Detector de fotoionización	\$77,000
Costos indirectos(@10%)	\$46,200	Camiones	\$338,800
Gastos de viaje (@15%)	\$69,300	Sistema de mantenimiento de registros	\$223,300
Mantenimiento de registros (@10%)	\$46,200	Total	\$2,520,980
Reportes (@10%)	\$46,200		
Adicionales (@30%)	\$138,600	Horas de capacitación	80
Subtotal de costos	\$900,900	Costo de la capacitación en dólares	\$38,331
Horas/año	1880	Capital amortizado +capacitación	\$675,136
Tasa de mano de obra por hora	\$479.2	Mano de obra anual	\$900,900
		Costo anual total	\$1,576,036
		Costo total como tasa por hora	\$838

Muchos análisis han utilizado el número de componentes por instalación y datos históricos sobre el tiempo requerido para inspeccionar cada componente para estimar los tiempos totales de inspección de la instalación. Sin embargo, el uso de la tecnología de cámaras infrarrojas, permite realizar una inspección en menos tiempo⁴⁷. Los estimados de este estudio se basan en el uso de la cámara infrarroja y son menores a los estimados que usan métodos de detección de fugas más antiguos a través de dispositivos manuales, como el analizador de vapor orgánico.

El presente estudio estableció los valores promedio de las emisiones fugitivas por instalación para las áreas de producción, recolección y recompresión, transmisión, procesamiento y distribuidores locales a partir de la línea basal desarrollada en este estudio. Para fines de implementar el programa de detección y reparación de fugas, “instalación” en producción se define como plataforma de pozos con equipo de procesos básicos como separadores, calentadores y deshidratadores de glicol. En recolección y recompresión, transmisión y procesamiento la instalación se define como la estación, sin incluir los ductos. Y finalmente los distribuidores locales se definen como estaciones de medición y regulación. Para cada segmento, el valor promedio de las emisiones fugitivas son las emisiones fugitivas totales del segmento divididas entre el número total de instalaciones de dicho segmento.

La Tabla 3-5 resume el supuesto del cálculo general de la detección y reparación de fugas. Además de las inspecciones, el estimado incluye una visita inicial a cada sitio para inventariar el equipo (horas equivalentes a dos visitas de inspección para cada sitio con un costo promediado a cinco años) y las visitas adicionales para las reparaciones. Se tomaron supuestos para estimar las horas de cada inspección con base en las contribuciones de la industria y en la revisión del NSPS. Se espera que para una gran parte de la población de pozos se tenga solamente el pozo sin equipo sustancial en el sitio. El tiempo requerido para inspeccionar el “árbol de navidad”/pozo y ductos asociados, es mínimo. Cuando el tiempo requerido para inspeccionar dichos pozos se promedia con otros sitios que sí tienen equipo de procesamiento, es razonable suponer que se necesitan 0.33 horas por sitio en un turno de 8 horas, en promedio, o 24 pozos por día. No se espera que todos los pozos tengan equipo, por lo tanto, 24 pozos por día sería una suposición razonable. Para programas de detección y reparación de fugas costa afuera, se cree que sería factible que un grupo de técnicos pudiera inspeccionar una plataforma en 20 a 25 horas. Este análisis tomó 22 horas por plataforma.

Algunas reparaciones se pueden hacer en el momento de la inspección, como apretar el empaque de las válvulas o bridas, pero otras requerirán un tiempo adicional. El presente análisis considera un tiempo de reparación equivalente a tres visitas de inspección por instalación para reparaciones cada año. El costo de capital de reparaciones mayores no se incluye, ya que se considera que dichas reparaciones de cualquier forma tendrían que realizarse y el programa de detección y reparación de fugas simplemente alerta al operador acerca de dicha necesidad. El tiempo para las reparaciones es consistente con el

⁴⁷ Robinson, D, et. al., “Evaluación de la refinería sobre las imágenes ópticas para localizar emisiones fugitivas”. Revista de la Asociación del Manejo del Aire y los Desechos. Volumen 57 Junio 2007.

rango bajo en el análisis de Colorado que se basó en el número de componentes y tasa de fugas. Este estimado menor de reparaciones toma en cuenta que:

- Estos son valores promedio para las instalaciones– no todas las instalaciones van a requerir reparaciones.
- Estos son valores promedio a lo largo del tiempo – no cada instalación necesitará reparaciones cada año a medida que tenga un monitoreo frecuente.
- Parte del costo o el costo total de las reparaciones mayores se considera como parte del costo de mantenimiento periódico de las instalaciones. El proceso de detección y reparación de fugas permite que los operadores identifiquen dichas fugas que se reparan durante los ciclos normales de paros programados.

Tabla 3-5 – Cálculo de costos – Detección y reparación de fugas trimestral (\$ MXN)

	Plataforma de pozos	Recolección	Procesamiento	Transmisión	Distribuidores locales
Metano Mpc/año	80	3,638	14,105	14,910	93
% Reducción	60%	60%	60%	60%	60%
Reducción Mpc	48	2,183	8,463	8,946	56
Horas por inspección	0.33	10.7	16.0	16.0	0.7
Frecuencia (por año)	4	4	4	4	5
Costo de inspección anual	\$1,124	\$35,774	\$53,654	\$53,654	\$2,787
Preparación inicial	\$108	\$3,573	\$5,359	\$5,359	\$231
Costo de mano de obra de las reparaciones	\$832	\$26,827	\$40,240	\$40,240	\$1,679
Costo total / año	\$2,064	\$66,174	\$99,253	\$99,253	\$4,697
Valor de gas recuperado*	\$3,942	\$417,663	\$735,935	\$610,287	\$3,804
Costo neto	(\$122)	(\$22,824)	(\$41,343)	(\$33,183)	\$58
Costo de reducción (\$/Mpc metano reducido)					
Sin crédito de gas	\$40.94	\$12.32	\$10.47	\$11.09	\$84.24
Con crédito de gas ⁴⁸	\$(37.27)	\$(65.76)	\$(67.61)	\$(57.13)	\$(16.02)

⁴⁸ Con crédito de gas – El operador puede monetizar el metano recuperado, por lo tanto reducir el costo general de la reducción.

*Gas a \$62 MXN /Mpc (\$4 USD/Mpc)

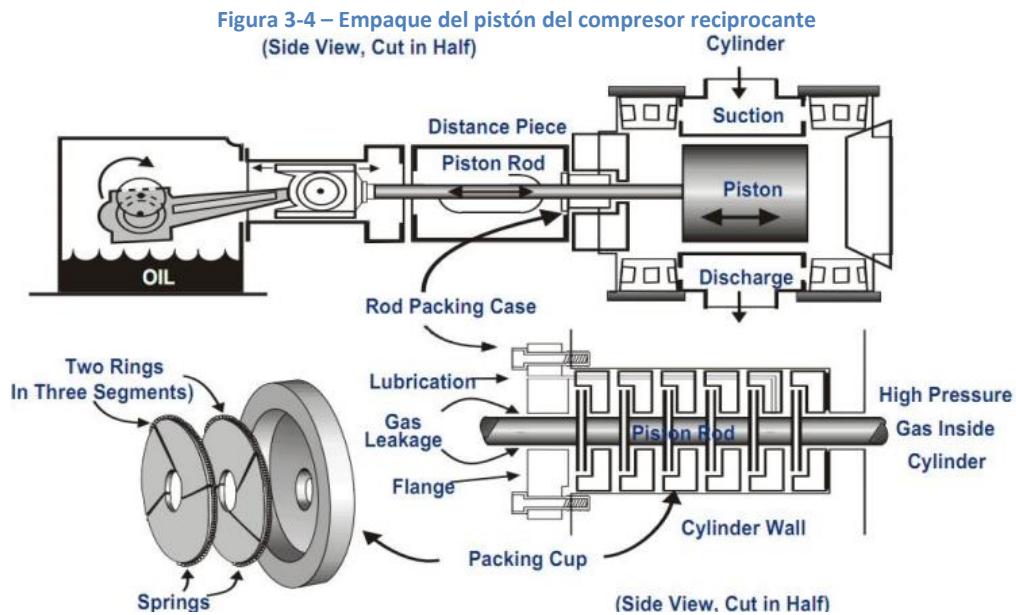
El valor de las pérdidas de gas reducidas se acredita al programa de los segmentos corriente arriba. Dichos valores finales del costo de reducción fueron utilizados para este análisis. Finalmente, también se hicieron ajustes para tomar una posición conservadora en relación con los costos de mano de obra de la detección y reparación de fugas, independientemente si se trataba de operaciones en tierra o en la región marina. De acuerdo con un informe del 2012 de la Oficina de Estadísticas Laborales de Estados Unidos⁴⁹, los costos anuales de compensación por un trabajador mexicano en manufactura fue de aproximadamente \$13,000 USD/año. En el resumen de costos de detección y reparación de fugas que se muestra en la sección de arriba, el salario del personal de inspección subió a \$30,000 USD/año como medida conservadora, al considerar las variaciones de costo entre las operaciones marinas y en tierra. Se investigó una fuente secundaria para comparar con el salario calculado, específicamente con datos disponibles en el contrato colectivo de PEMEX para 2013-2105⁵⁰. De acuerdo con la documentación de PEMEX, el salario de un especialista en mantenimiento se calculó en alrededor de \$10,500 USD por año. Estos datos respaldan el enfoque conservador del estudio referente al salario por detección y reparación de fugas.

Sistemas de empaque del vástago del compresor reciprocante: Los compresores reciprocantes se utilizan en la mayoría de los segmentos de la industria del gas natural y del petróleo, aunque rara vez en la distribución local de gas. Los sistemas de empaques de vástagos se utilizan para mantener un sello alrededor del vástago del pistón, minimizando así la fuga de gas a alta presión en el cilindro del compresor y permitiendo que el vástago se mueva libremente (Figura 3-4). A pesar de ello, una pequeña parte de gas se escapa a través del empaque del vástago y este volumen se incrementa a medida que dicho empaque se desgasta. No existe un factor mexicano para dichas emisiones ni tampoco un intervalo óptimo estándar para cambiar dicho empaque. Sin embargo, la Subsección OOOO de la NSPS exige que los empaques de pistones en los compresores reciprocantes nuevos, en los sectores de producción y procesamiento, sean reemplazados cada 26,000 horas de operación (aproximadamente cada tres años).

⁴⁹ Comparaciones internacionales de los costos de compensación por hora en manufactura

<http://www.bls.gov/news.release/pdf/ichcc.pdf>

⁵⁰ http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/contrato_colectivo/cct_2013-2015.pdf



(Vista Lateral, Cortado a la Mitad)
 Distanciadador
 Petróleo
 Biela del Pistón
 Cuerpo del Sello
 Cilindro
 Succión
 Pistón
 Descarga
 Dos Anillos en Tres Segmentos

Resortes
 Lubricación
 Fuga de gas
 Brida
 Biela del Pistón
 Sello tipo Copa
 Pared del Cilindro
 Gas Altamente Presurizado Dentro del Cilindro
 (Vista Lateral, Cortado a la Mitad)

La industria reporta que el empaque del vástago de los compresores en las plantas procesadoras de gas y en algunas estaciones de transmisión, se cambia de manera rutinaria por lo menos con la misma frecuencia que se realiza el mantenimiento de rutina. Sin embargo, se cree que el empaque del vástago en los sectores de producción, recolección y recompresión, se cambia con menor frecuencia. Esto se debe, en parte a varios factores, como la ubicación remota de dichos compresores, la falta de compresores de respaldo durante un paro y al hecho de que muchos de esos compresores en dichos sectores son arrendados y no propios. El presente análisis toma en cuenta el requerimiento para reemplazar el empaque de los vástagos de todos los compresores recíprocantes, cada 26,000 horas de operación.

Los datos de Gas STAR⁵¹ indican que el costo del empaque del compresor oscila entre \$MXN 4,620 y \$MXN 9,240 por cilindro y \$MXN 15,400 a \$MXN 38,500 por compresor a instalar. La información de la industria del estudio previo de Curvas MAC de EEUU⁵², coloca el costo en \$77,000 por cilindro, el cual se adoptó para el presente análisis. A lo largo de un periodo de 15 años, el costo de reemplazar un cilindro cada tres años es de aproximadamente \$MXN 231,000, mientras que cambiarlo cada 5 años cuesta aproximadamente \$MXN 385,000. La diferencia incremental entre un caso de 5 y 3 años es de \$MXN 154,000 totales o \$MXN 30,800 si se anualiza a los 5 años. Suponiendo que de 3.3 cilindros por compresor recíprocante, se obtiene un costo incremental total de \$MXN 101,640.

El Documento de Soporte Técnico de NSPS Subsección OOOO proporciona un análisis detallado para el reemplazo del empaque del pistón. Las emisiones provenientes de un empaque nuevo se estiman en el documento de soporte técnico en 11.5 pies cúbicos estándar por hora (scfh). Las emisiones base del empaque del pistón se estiman en aproximadamente 57 scfh, sin embargo la edad del empaque en ese momento no fue indicada. Hay pocos datos sobre las emisiones del empaque del pistón con el paso del tiempo, pero se pueden obtener reducciones con esta opción de mitigación, al cambiar el empaque en intervalos más cortos de los que se practican en las instalaciones actualmente.

Para el presente análisis se tomó el supuesto de que la instalación actualmente reemplaza los empaques del pistón cada cinco años y que el intervalo se reduce a tres años (26,000 horas). Se presupone que un empaque de pistón nuevo emite 11.5 scfh y las emisiones se incrementan linealmente a 57 scfh después de tres años y a partir de ahí el incremento el lineal. Comparando las emisiones bajo este escenario para 15 años, el programa de reemplazo a 3 años emitiría 31% menos que el programa a 5 años. Además, el costo de reemplazar el empaque del pistón sería 67% mayor en el programa a tres años que en el de cinco años. Como se señaló antes, se toma el supuesto de que el empaque ya se cambia bajo este programa en muchas plantas de procesamiento y en algunas estaciones de transmisión, así que la aplicabilidad se redujo 25% para procesamiento y 70% para transmisión, almacenamiento y gas natural. Los supuestos se resumen en la

Tabla 3-6.

⁵¹ “Reducción de las emisiones de metano en los sistemas de empaque del vástago del compresor”

http://www.epa.gov/gasstar/documents/ll_rodpack.pdf

⁵² El análisis económico de las oportunidades de reducción de las emisiones de metano en la industria de gas natural y petróleo costa adentro de los Estados Unidos.

https://www.edf.org/sites/default/files/methane_cost_curve_report.pdf

Tabla 3-6 – Supuestos del reemplazo del empaque del pistón (\$ MXN?)

Costo de capital por compresor	Porcentaje de reducción	Mpc reducidos por año	Vida (años)	Costo sin crédito de gas
\$101,640	31%	438	3	\$93.32/Mpc

Compresores centrífugos (sellos húmedos): Los sellos en un compresor centrífugo juegan un papel similar al del empaque del pistón en los compresores reciprocantes – permiten que el eje rotatorio se mueva libremente sin permitir que se fugue una cantidad excesiva de gas a alta presión. Los compresores centrífugos con sellos húmedos utilizan aceite circulante como sello contra el escape de gas a alta presión. El aceite atrapa parte del gas que circula a través del sello del compresor. Dicho gas debe ser separado del aceite para mantener una operación adecuada (“extraer el gas del aceite sellante”), y el gas que se extrae del aceite sellante, normalmente se libera por venteo a la atmósfera y en algunos casos se captura y se regresa para algún uso benéfico o se envía a un quemador⁵³. Dichas emisiones pueden totalizar 30,000 Mpc/año o más. Existen dos opciones para mitigar las emisiones provenientes de los sistemas de sellos húmedos. La primera es reemplazar los sellos húmedos por sellos secos que no utilicen aceite y no liberen importantes cantidades de gas. La tecnología de sellos secos también proporciona beneficios adicionales al ofrecer menores costos de operación y de tiempo muerto. La mayoría de los nuevos compresores centrífugos se están equipando con sellos secos como opción estándar.

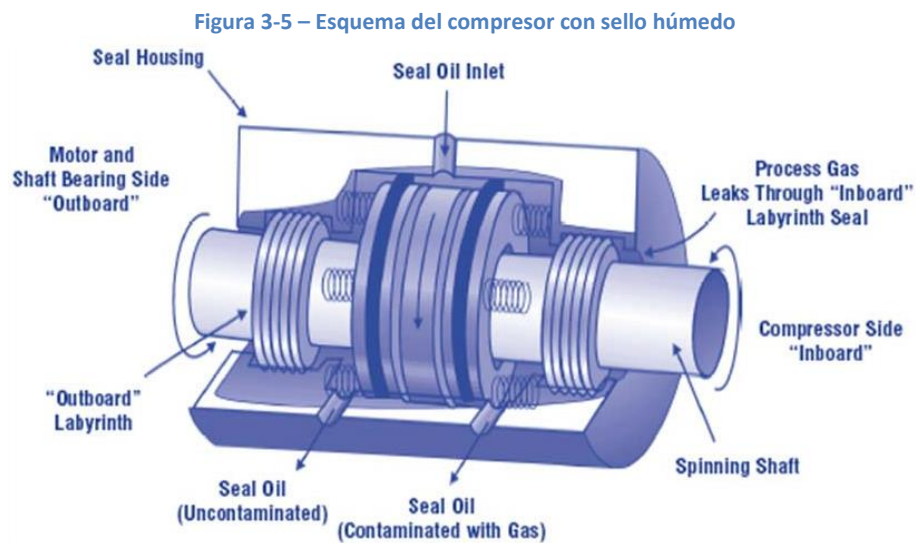
La segunda opción es capturar y utilizar el gas atrapado en el aceite en lugar de liberarlo por venteo. Generalmente, el gas recuperado o se inyecta de regreso a la succión del compresor, a la línea de combustible de baja presión, o se envía a la línea de ventas. En algunos casos, el gas capturado puede enviarse a un quemador para su combustión. Dicha tecnología de modernización ya existe actualmente en algunas estaciones de compresión que solían tener dichos sistemas como parte del equipo original, pero aún no se aplica comercialmente. Sin embargo, el equipo necesario para hacer dicha modernización ya está disponible.

Ambas tecnologías están disponibles comercialmente, pero tampoco hay factores de emisión mexicanos en este caso. La decisión de utilizar tecnología para cambiar de sellos húmedos a secos, depende de

⁵³ Reemplazo de sellos húmedos por sellos secos en los compresores centrífugos
http://www.epa.gov/gasstar/documents/ll_wetseals.pdf

varios factores, como el tamaño y vida esperada del compresor, la tasa de emisiones del sello húmedo y si existe algún lugar al cual enviar el gas extraído. En cualquiera de los casos, lo más probable es que el operador implemente la opción que le proporcione mayor beneficio para su caso en particular (operación, localización, economía, seguridad, etc.).

Aunque el gas puede ser recapturado, puede ser difícil utilizarlo productivamente, ya que ello depende tanto de la presión del gas capturado, como de si existe la necesidad de dicho gas. Por lo tanto, la aplicabilidad se resta entre un 10% a un 25% dependiendo del segmento de la industria. La modernización a sellos secos tiene un costo de capital inicial elevado, entre \$MXN 3, 850,000 y \$MXN 7, 700,000, dependiendo del tamaño del compresor. Sin embargo, proporciona eficiencia operacional a largo plazo ya que no requiere rellenar el aceite del sello y requiere menos mantenimiento que los sellos húmedos. El sistema de captura del sello húmedo tiene una inversión de capital inicial menor, de aproximadamente \$MXN 770,000 a \$MXN 1, 540,000 dependiendo del tamaño del compresor y de la eficiencia de la captura. Sin embargo, el costo de mantenimiento de la modernización no cambia. Para el presente estudio, se tomó el supuesto que, o bien el operador reemplazará el sello húmedo por uno seco a un costo de \$MXN 6, 930,000 con una reducción en los costos de mantenimiento de \$MXN 770,000 o equiparán el sello húmedo con un sistema de captura a un costo de \$70,000. Ambas opciones dan una costo efectividad equivalente a \$MXN 4.93/Mpc sin crédito de gas y \$MXN 73.15/Mpc con crédito de gas.



Carcasa del Sello
 Entrada del Aceite del Sello
 Motor y Lado del Rodamiento del Árbol "Fuera de Borda"
 Laberinto "Fuera de Borda"
 Aceite del Sello (Sin Contaminar)

Aceite del Sello (Contaminado con Gas)
 Árbol Giratorio
 Lado del Compresor "Interno"
 Gas de Proceso se Fuga a través del Sello del Laberinto

Dispositivos neumáticos: Los dispositivos neumáticos utilizan la presión de la corriente del gas natural para operar varias funciones de control, como el ajuste de las válvulas para mantener una presión adecuada, el nivel del líquido y los controladores de temperatura, etc. Algunos dispositivos requieren de una pequeña descarga continua de gas como parte de la función del controlador. Estos tipos de dispositivos están diseñados ya sea como dispositivos de baja purga (emiten < 6 scf/hr) o dispositivos de alta purga (emiten ≥ 6 scf/hr, pero por lo general mucho más – hasta más de 30 scf/hr). Además de estas dos categorías, existen dispositivos intermitentes que están diseñados para descargar gas únicamente cuando se les activa. Dicho tipo de dispositivos neumáticos pueden tener emisiones intermedias entre los controladores de alta y baja purga. Un dispositivo común es el de control de nivel de purga intermitente (“válvula de vaciado”) que emite gas únicamente cuando se actúa y normalmente tiene emisiones similares a las de los controladores de baja purga. El nivel de emisiones de un dispositivo intermitente es muy variable y depende del proceso en el que se encuentre ubicado y de las funciones que desempeñe.

No hay factor de emisiones mexicano para equipos neumáticos de alta purga y purga intermitente, por lo que el presente análisis utilizó datos sustitutos. La Subsección W del Programa de Notificación de Gases de Invernadero de la EPA, proporciona información sobre los controladores neumáticos que pueden utilizarse para estimar la distribución de dichos dispositivos en cada segmento de la industria de gas y petróleo de México. En el presente análisis se discute en el Apéndice A y, por ejemplo, da una distribución general del 10% para equipos de alta purga, 60% para equipos de purga intermitente y 30% para equipos de baja purga para el segmento de producción. Se realizó un análisis más a fondo para estimar la distribución de los dispositivos de purga intermitente con altas emisiones en contraste con las válvulas de vaciado con bajas emisiones. Este análisis se encuentra en el Anexo B. Para el segmento de producción, se calcula que el 75% de los dispositivos de purga intermitente son del tipo de válvula de vaciado.

Las dos opciones de mitigación consideradas en el estudio son:

- Reemplazar controladores de alta purga por dispositivos de baja purga.
- Instalar sistemas de aire para instrumentos cuando exista red eléctrica.

Algunos componentes requieren controladores de alta purga por razones operativas, principalmente para válvulas de actuación rápida asociadas a los compresores, así que la medida únicamente se aplicó al 60% del inventario de los controladores de alta purga en transmisión, almacenamiento y GNL, al 80% en procesamiento y al 90% de los controladores de alta purga en otros segmentos. Aunque hay estimados de costos inferiores de Gas STAR y de los proveedores, esta medida tomó como supuesto un costo de \$MXN 46,200 por reemplazo con base en la información de la industria. Ambas opciones dieron una reducción mayor al 90%. Esto da una reducción de costos de \$MXN 14.94/Mpc de metano por el reemplazo de dispositivos neumáticos de alta purga y \$MXN 93.17/Mpc de metano por el reemplazo de

dispositivos neumáticos de purga intermitente por sistemas de aire de instrumentos, incluyendo créditos por gas recuperado, cuando así corresponda.

Los sistemas de aire de instrumentos, directamente reemplazan al gas natural que utilizan los dispositivos neumáticos como fuente de poder con aire. Esto requiere la instalación de una compresora de aire, un tanque de aire comprimido y un secador. El aire de instrumentos se puede comprimir a la misma presión que la del gas natural en los dispositivos neumáticos. Por lo tanto, no existen límites operativos sobre qué dispositivo de alta purga se pueda convertir y pueden alcanzar el mismo nivel de acción rápida que el del gas natural. Sin embargo, no todas las instalaciones tienen acceso a una red eléctrica. Por lo tanto, el supuesto de este estudio es que el 30% de los dispositivos de alta purga en recolección, 50% en procesamiento y 30% en transmisión se pueden convertir a aire de instrumentos, dando como resultado una reducción del 100% en las emisiones de metano. La implementación del aire de instrumentos en las instalaciones que únicamente tienen baja purga (posiblemente con unos cuantos dispositivos de alta purga para fines operativos), generalmente no es factible económicamente y no se ha considerado en el presente estudio.

Bombas de inyección de químicos: Son bombas pequeñas utilizadas para inyectar diversas sustancias químicas, incluyendo metanol y anticorrosivos. Normalmente operan propulsadas por la presión de gas y el gas de venteo. La medida de mitigación sugerida es reemplazar estas bombas propulsadas por gas, por bombas eléctricas propulsadas por energía solar o electricidad. (Las plataformas de pozos y muchas estaciones de recolección/recompresión por lo general no tienen electricidad). De acuerdo con los socios de Gas STAR y los expertos de la industria, esta tecnología está demostrada y está cobrando mayor aceptación. Su reemplazo representa eliminar las emisiones de metano y las bombas propulsadas por gas pueden dejarse como bombas de respaldo. El costo de la medida se estima en \$MXN 77,000 por bomba, dando una reducción anual de 180 Mpc/año y un valor de costo-efectividad de -\$MXN 3.39/Mpc de metano reducido con crédito por gas recuperado. Las condiciones locales y las consideraciones operativas, pueden limitar la aplicabilidad, por lo que esta medida se aplica al 60% del inventario.

Tanques de crudo y condensado sin dispositivos de control: La producción de crudo y condensados líquidos en los pozos y en las instalaciones de recolección se almacena en tanques de cúpula fija y el gas disuelto en los líquidos se libera y se recolecta en el espacio por encima del líquido dentro del tanque. Posteriormente, el gas se libera por venteo hacia la atmósfera o a veces se envía a un quemador. Las unidades recuperadoras de vapor recolectan y comprimen este gas para redirigirlo hacia la línea de ventas o para utilizarlo in situ como combustible o quemarlo.

El tamaño de las unidades recuperadoras de vapor depende del volumen del vapor, que a su vez depende de la presión del separador corriente arriba, de la gravedad API del crudo o del condensado y del gasto del tanque. Este estudio toma el supuesto de una distribución de tanques y por ende unidades recuperadoras de vapor, por tamaño que es representativa de la industria, en donde menos tanques son grandes y están ubicados en los sistemas de recolección y la mayoría de los tanques están en los cabezales de los pozos y son de menor tamaño. La Tabla 3-7 muestra la distribución asumida para los

tamaños de las unidades recuperadoras de vapor aplicables en el estudio. Los datos se adaptaron de la sección de lecciones aprendidas del Natural Gas STAR de la EPA – Instalación de unidades recuperadoras de vapor en tanques de almacenamiento⁵⁴.

Tabla 3-7- Supuestos para las unidades recuperadoras de vapor (\$ MXN?)

Capacidad de diseño (Mpc/día)	Ponderación de la distribución de la población	Costos de instalación y de capital (millas \$)	Operación y mantenimiento (millas \$/año)	Valor de la tasa (miles \$/ año interna de amortización del gas (Meses), (%) Retorno		
25	25%	\$550	\$113	\$466	19	58
50	45%	\$710	\$129	\$933	11	111
100	15%	\$855	\$155	\$1,868	6	200
200	10%	\$1,146	\$181	\$3,737	4	310
500	5%	\$1,600	\$259	\$9,344	3	567

Con base en los datos de Gas STAR y de la industria, el supuesto del costo de capital promedio ponderado de esta medida es de \$MXN 779,794 con un costo operativo (electricidad) de \$MXN 141,156 por año y una reducción de 9,232 Mpc por año. Esto da un costo de la reducción de \$MXN 49.13/Mpc si el gas se recupera para su venta o \$MXN 29.11/Mpc si se quema. Algunas instalaciones ya cuentan con unidades recuperadoras de vapor y pueden no ser efectivas si manejan un volumen de líquidos pequeño o si el contenido de metano es bajo. Las unidades recuperadoras de vapor requieren electricidad, la cual no está disponible en todos los sitios. Por estas razones, la medida se aplica al 50% del restante de crudo y al 25% del inventario restante de emisiones del tanque de condensados.

Bombas Kimray: Las bombas Kimray son accionadas por gas y se utilizan para circular glicol en los deshidratadores de gas. Son más grandes que las bombas de inyección de químicos y liberan por venteo mayores cantidades de gas. En las instalaciones que cuentan con electricidad, podrían reemplazarse por bombas accionadas por motor eléctrico. El costo de reemplazo se estima en \$154,000 por bomba de acuerdo con datos de Gas STAR y del proveedor. A diferencia de las bombas solares, estas bombas necesitarán una red eléctrica, con un costo estimado de \$MXN 30,800 por año. En base a una reducción de emisiones de 5,000 Mpc, el valor de costo-efectividad es de -\$MXN 64.22/Mpc de metano con crédito por el gas recuperado y se aplica al 50% del inventario.

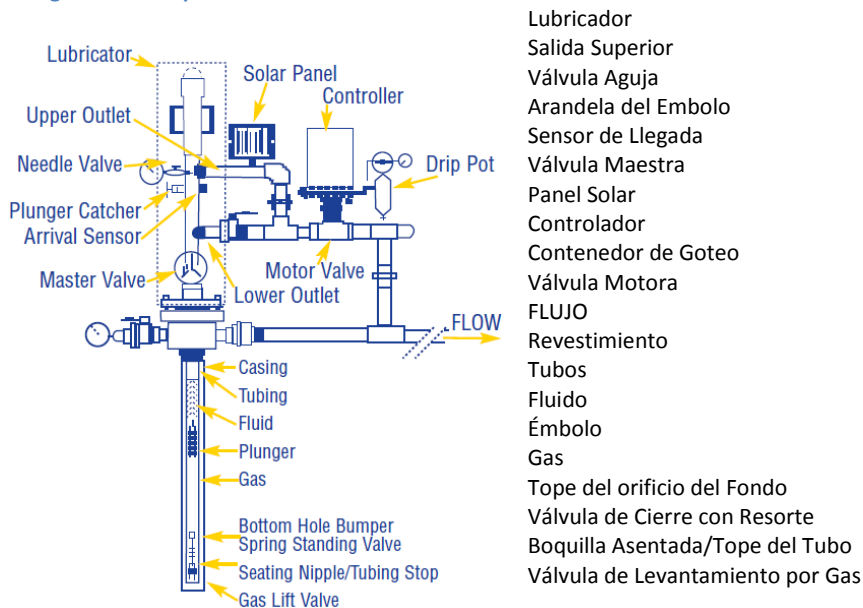
Invasión de líquidos en el pozo y su descarga de líquidos: La descarga de líquidos es el proceso de extraer líquidos del fondo de los pozos de gas cuando su acumulación impide la producción de gas. Es necesario sacar los líquidos para permitir una producción efectiva del pozo. Históricamente esto se ha realizado en pozos antiguos y verticales cuya presión ha decrecido.

Aunque existe una gran variedad de métodos para extraer el líquido, un método es realizando un venteo hacia la atmósfera utilizando el gas presurizado en el yacimiento para extraer y sacar los líquidos del

⁵⁴ EPA -Lecciones aprendidas: Unidades recuperadoras de vapor
http://www.epa.gov/gasstar/documents/ll_final_vap.pdf

pozo. La frecuencia y duración de la descarga de líquidos depende del pozo y de las condiciones del yacimiento, sin embargo, el venteo no es un método muy efectivo para sacar los líquidos. Además, debido a que se hace un venteo del pozo hacia la atmósfera, se producen mayores emisiones de metano y pérdidas de gas. Existen múltiples métodos para sacar los líquidos sin venteo, pero en la práctica estándar, la meta primaria de la descarga de líquidos es mejorar el desempeño del pozo, más no así, reducir las emisiones. La elección del método normalmente va en función del costo contra el valor del desempeño mejorado del pozo. La curva MAC anterior, contiene casos de estudio de este tema⁵⁵.

Figura 3-6 – Esquema del sistema de elevadores de émbolo



Los sistemas de elevadores de émbolo son un dispositivo que se coloca en el agujero del pozo y que utiliza la presión del gas para bombear los líquidos hacia la superficie de manera más eficiente mientras controla y limita la cantidad de venteo (Figura 3-6). Si existe la suficiente presión del yacimiento, el gas puede enviarse a la línea de ventas sin venteo. Cuando no existe la presión suficiente para enviar el gas a la línea de ventas y éste se tiene que liberar por venteo, aun así las emisiones pueden reducirse en un 90% en comparación con un venteo no controlado. Los sistemas de elevadores del émbolo son una opción relativamente económica y puede implementarse como un método de control manual relativamente sencillo o con una instalación automatizada más compleja. Dicho lo anterior, la tecnología tiene sus limitaciones. El pozo debe tener suficiente presión para operar el émbolo y los pozos viejos pueden requerir limpiezas y reparaciones para permitir que el émbolo opere. Además, no todos los tipos de pozos pueden usar un sistema como este.

⁵⁵ Análisis económico de las oportunidades de reducción de metano en la industria de petróleo y gas natural costa adentro de Estados Unidos.

https://www.edf.org/sites/default/files/methane_cost_curve_report.pdf

Gas STAR estima que la instalación sistemas de elevadores de émbolo varía desde \$MXN 38,500 hasta \$MXN 154,000⁵⁶ pero algunos comentarios de la industria en el estudio de Estados Unidos citan costos de alrededor de \$MXN 231,000 y resaltaron que antes de la instalación del sistema podría ser necesario el tratamiento de los pozos y su limpieza. Este análisis toma como supuesto un costo de \$MXN 308,000, incluyendo los costos de limpieza y demás trabajos que pudieran necesitar los pozos. Los socios de Gas STAR reportan reducciones en las emisiones liberadas por venteo del 90% en los bombeos a gas que no envíen el gas a la línea de ventas. Además, reportan que la descarga de líquidos puede incrementar la producción desde 3 hasta 300 mil pies cúbicos por día (Mpc/día). La principal meta de la descarga de líquidos es incrementar la productividad del pozo y una mayor producción de gas, puede pagar por mucho el costo del sistema. Sin embargo, el incremento subsecuente en la productividad del pozo es difícil de predecir y no se incluye en el presente análisis. Sin crédito por el incremento en la productividad, el punto de equilibrio de la costo-efectividad es de alrededor de 1,200 Mpc/año de venteo, estimado aquí como un costo en la reducción de -\$MXN 0.77/Mpc reducidos.

Si el pozo no tiene la suficiente presión o no puede soportar el sistema de elevadores de émbolo, existe una variedad de tecnologías de bombeo mecánico que pueden utilizarse para extraer los líquidos. Sin embargo, son más costosas y aunque pueden tener una amortización positiva al aumentar la producción del pozo, muy a menudo no la tienen tan solo por la reducción de emisiones de metano. Además, el valor de la reducción del metano solamente aplica si el pozo fuera a usar venteo. A medida que la presión del pozo decae, el venteo se convierte en una operación cada vez menos efectiva. Adicionalmente, no queda clara la efectividad del venteo para extraer líquidos en los pozos horizontales largos que se están perforando actualmente. Es probable que el venteo para la extracción de líquidos siga utilizándose principalmente en los pozos verticales antiguos.

No hay datos mexicanos, por lo que se tomaron datos sustitutos pero específicos para el caso de México como se describe a continuación. La Subsección W del GHGRP, proporciona bastantes datos sobre los pozos que usan venteo para la descarga de líquidos con y sin sistemas de elevadores del émbolo. Los datos de 2013 muestran más de 25,000 pozos que liberan a través del venteo en promedio 352 Mpc por año sin sistemas de elevadores de émbolo y más de 28,000 pozos con bombeo a gas que liberan a través del venteo un promedio de 362 Mpc por año. Los pozos que utilizan sistemas de elevadores de émbolo y envían el gas a la línea de ventas no tienen emisiones por venteo y no reportan a esta parte a la Subsección W. Aunque podría sonar ilógico que los pozos con sistemas de elevadores de émbolo con venteo emiten más que aquellos sin este sistema, este estudio interpreta dicha información para indicar que la mayoría de los pozos con las mayores emisiones por venteo ya han instalado sistemas de elevadores de émbolo. Por el otro lado, la mayoría de los pozos restantes utilizan el venteo de manera infrecuente o sus volúmenes de venteo son pequeños y no por ello no se justifica el costo de instalar

⁵⁶Instalación de sistemas de bombeo a gas en pozos de gas http://epa.gov/gasstar/documents/II_plungerlift.pdf

sistemas de bombeo a gas. Dicho lo anterior, existe un número pequeño de pozos sin sistemas de elevadores de émbolo que reportan mayor nivel de emisiones y representan un fracción desproporcionada de emisiones por venteo de aproximadamente 36% del total de emisiones por venteo. La instalación de sistemas de elevadores de émbolo en dichos pozos podría ser costo-efectiva y generar una reducción significativa de emisiones. Debido a que no se pueden utilizar sistemas de elevadores de émbolo en todos los pozos, la medida se aplicó al 30% de este segmento de emisiones para este análisis.

Como se señaló anteriormente, los pozos con sistemas de elevadores de émbolo también reportan emisiones significativas por venteo. La operación del bombeo a gas es compleja y su efectividad como técnica de reducción de emisiones depende de muchos factores para que el émbolo opere en el momento óptimo para maximizar la producción y minimizar las emisiones. Las opciones de las operaciones varían desde una operación manual ad hoc, temporizadores mecánicos fijos o controladores automatizados programables con “lógica difusa”. No se tienen datos disponibles sobre las reducciones potenciales con el uso de una operación optimizada de bombeo a gas, pero queda claro a partir de la experiencia de la industria, que un programa integrado de capacitación, tecnología y automatización, puede mejorar el desempeño del sistema de elevadores de émbolo tanto para fines de productividad, como para reducción de emisiones. Por lo tanto, existe la oportunidad de una reducción significativa de emisiones a través de la optimización de los sistemas de elevadores de émbolo, que no se incluye aquí y que sería adicional a los estimados de reducciones contenidos en este análisis.

Finalmente, otra opción para reducir las emisiones de metano durante la descarga de líquidos, sería utilizar un sistema de quemador portátil o temporal para quemar las emisiones que se liberan por venteo. Aunque de esta manera se sigue emitiendo CO₂ y otros contaminantes atmosféricos, un quemador portátil podría utilizarse para quemar el gas que sale por venteo y así evitar la liberación de dicho gas con mayor potencial de calentamiento global. Un quemador temporal podría utilizarse para quemar el gas proveniente de la descarga manual del pozo. El costo estimado de la compra de un sistema de quemador montado en un remolque de 20 a 50 pies de altura, diseñado para manejar gastos de 1 a 10 MMpc por día, es de aproximadamente \$MXN 462,000. Con base en los datos de emisiones por venteo provenientes de descarga de líquidos, un quemador con capacidad de 1-10 MMpc por día deberá ser suficiente para la mayoría de las instalaciones de petróleo y gas utilizado de esa manera.

“Gas varado” liberado por venteo en pozos petroleros y venteo de gas de terminación de pozos de petróleo: El petróleo contiene cierta cantidad de gas natural, que se separa en el cabezal del pozo. Cuando existe una línea de ventas disponible, el gas se envía a ventas. Cuando no existe alguna línea de ventas cercana, el gas o se libera por venteo o se quema. Esto puede hacerse durante el corto periodo después de la terminación del pozo o puede continuar durante toda la vida del mismo, dependiendo del acceso a la infraestructura de recolección. Aunque la quema genera emisiones de CO₂ debido a la combustión y a cierto metano no quemado, las emisiones totales de gases de invernadero son mucho menores que las provenientes del venteo de metano, que tienen un mayor impacto en el calentamiento global.

La medida modelada aquí es la quema de gas, bajo el supuesto que en caso de que existiera la infraestructura de ventas, el gas se enviará a la línea de ventas. No hay datos mexicanos, sin embargo Gas STAR e información de los proveedores citan quemadores con un costo relativamente bajo. La industria estadounidense cita que el equipo de quemadores que se requiere para satisfacer los requerimientos regulatorios es más costoso. El presente estudio adoptó el estimado mayor, tomando como supuesto un costo de capital de \$MXN 770,000 y un costo del combustible de \$MXN 92,400 por la ignición. Se toma el supuesto de que el quemador tendrá una efectividad del 98%. La costo efectividad depende de la cantidad de gas quemado, que es menor para las emisiones de terminación que para la quema del gas asociado de manera continua. La costo efectividad se estimó en \$MXN 28.64/Mpc de metano para el gas de terminación.

Venteo de “gas varado” de plataformas costa afuera y de buques flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSOs): Similar a la sección anterior del venteo del “gas varado”, la producción petrolera en plataformas costa afuera y en buques FPSO, también contiene cierta cantidad de gas natural. Debido a la disponibilidad limitada de líneas de venta de gas en operaciones costa afuera, el gas o se libera por venteo o se quema. Esto puede hacerse de manera intermitente o continua a lo largo de la vida del pozo, dependiendo de las operaciones específicas en la región marina. Tal como sucede en las operaciones en tierra, la quema genera emisiones de CO₂ debido a la combustión y a cierta parte del metano no quemado. Sin embargo, las emisiones totales de gas de invernadero son mucho menores a las provenientes del venteo de metano, con mayor potencial de calentamiento global.

Para las plataformas costa afuera y buques FPSO, la medida modelada aquí es la quema de gas, bajo el supuesto de que de lo contrario, el gas se liberaría por venteo. La quema para operaciones en tierra como se mencionó anteriormente, adoptó un estimado de costo mayor, tomando como supuesto un costo de capital total de \$MXN 770,000 y un costo de combustible de \$MXN 92,400 por la ignición, con un supuesto de efectividad de la quema del 98%. Se aplicaron dos factores adicionales para hacer el ajuste correcto del costo de los quemadores en las operaciones costa afuera. Primero, el costo de capital para los quemadores en tierra se incrementó en un factor de 3 para dar un valor de \$MXN 2,310,000 tomando en cuenta las complejidades adicionales y los aspectos de instalación de los quemadores costa afuera. Se tomó como base conservadora debido a que los documentos públicos de PEMEX⁵⁷ referentes a los costos de los quemadores costa afuera los coloca entre \$MXN 385,000 y \$MXN 2,310,000. En segundo lugar, los costos de operación y mantenimiento de los quemadores en tierra se incrementaron en un factor de 3.3 y reflejan un costo anual de \$MXN 308,000 a \$MXN 92,400.

El valor de costo-efectividad depende de la cantidad del gas quemado en las operaciones marinas, que ha sido compensado a un valor superior para las emisiones promedio provenientes de la quema costa afuera. Se analizaron las emisiones de la Subsección W del 2013 y se calculó un volumen promedio de

⁵⁷ PROGRAMA ANUAL DE ADQUISICIONES, ARRENDAMIENTOS, OBRAS Y SERVICIOS PARA EL AÑO 2012
http://www.pep.pemex.com/Document%20Library/Informacion/DCO_ZPAR_PEP_FINAL_VER0.pdf

quemado de 19MMpc/año y se tomó como el supuesto base para la reducción anual. La costo-efectividad resultante se estimó en \$MXN 32.19/Mpc de metano para el gas de terminación.

Venteo de ductos (mantenimiento de rutina/descomposturas): Estas emisiones se presentan cuando las empresas sacan de servicio algunas secciones de los ductos para darles mantenimiento y ventear el gas del ducto. Estas emisiones se pueden reducir con paros programados (no paros de emergencia) al utilizar los compresores en la línea del ducto ubicados en las estaciones de compresión para bombear el gas fuera de la sección afectada a una presión dentro del rango de compresión. A menudo, aun con esta técnica, una importante cantidad de gas permanece dentro del ducto y posteriormente se puede capturar con un compresor móvil arrendado. Dicha unidad móvil captura el gas restante y lo inyecta en el ducto corriente arriba o debajo de la sección del ducto que se está purgando. En los casos en los que la sección del ducto que se está purgando no esté cercana al compresor en la línea, la única opción efectiva es utilizar el compresor móvil. El análisis de este estudio consideró la combinación de ambas medidas, aplicadas a secciones de ductos de 16 kilómetros, con base en el análisis de Gas STAR⁵⁸. El presente estudio también consideró que solamente 1 de 4 actividades de purgado del ducto tenían la capacidad de hacerse tanto con el compresor en la línea, como con el portátil y el resto únicamente con el compresor en la línea. El uso del compresor en el ducto no requiere costos de capital sino solamente el costo del combustible para bombear el ducto. La segunda opción es arrendar un compresor portátil y pagar los costos de entrega y combustible. Cuando se consideran ambas tecnologías, el total de los costos de capital promedio es cero, mientras que los costos operativos son de \$MXN 6, 059,654/año, dando una costo efectividad de \$MXN 21.10 sin crédito por recuperación de gas.

Venteo en las estaciones de transmisión: El venteo en las estaciones de transmisión se percibe como una sola fuente de emisiones caracterizada por purgas/mantenimiento de rutina. Los compresores se purgan hacia la atmósfera para fines de mantenimiento y en situaciones de descomposturas, varias veces al año, liberando metano a la atmósfera, o en algunos casos el metano se quema. La captura de este gas es posible y se puede enviar al sistema de combustible o a otras corrientes de gas de menor presión.

No hay datos mexicanos de estas emisiones, pero la Subsección W tiene dos tablas con datos de las emisiones provenientes de purgas. Una tabla contiene datos de los volúmenes físicos que se purgaron más de una vez durante el año de notificación, mientras que la otra tabla tiene los volúmenes únicos de las emisiones físicas que se purgaron solamente una vez durante el año de notificación. Las dos tablas se tomaron en cuenta para caracterizar los factores de emisiones y las oportunidades de reducción en los segmentos de transmisión y procesamiento de gas. Para la captura de gas a partir de otras emisiones de purgas rutinarias, los supuestos se desarrollaron con base en los datos de la industria. Los costos de capital varían entre \$MXN 308,000 y \$MXN 770,000 ya sea que se realicen por compresor o por planta

⁵⁸ "Using Pipeline Pump-Down Techniques To Lower Gas Line Pressure Before Maintenance".
http://www.epa.gov/gasstar/documents/ll_pipeline.pdf

respectivamente. La costo efectividad se calcula en \$MXN 8.32/Mpc y \$MXN 16.63/Mpc por compresor o por planta respectivamente.

Resumen

La Tabla 3-8 resume las medidas de mitigación aplicadas en este análisis para cada una de las principales fuentes de emisión. La Tabla 3-9 resume las características de las medidas modeladas. El valor de costo-efectividad (\$/Mpc de metano extraído) se calculó con y sin crédito por el gas recuperado⁵⁹. El costo anual para México se calculó como el costo de capital amortizado anual sobre la vida del equipo más los costos operativos anuales. Esto se dividió entre las reducciones anuales de metano para calcular el valor de costo-efectividad sin crédito por el gas recuperado. Cuando la compañía operadora puede recuperar y monetizar el gas, el valor de dicho gas se resta del costo anual para calcular el valor de costo-efectividad con crédito por el gas recuperado. Los costos que se muestran aquí son los costos base, que se ajustan a la variación regional de costos en el análisis. Como se señaló anteriormente, estos costos promedio pueden no reflejar las condiciones específicas de cada sitio en las instalaciones individuales.

⁵⁹ Se consideró que el precio del gas natural es de \$4 USD/Mpc en la parte principal de este análisis.

Tabla 3-8 – Resumen de medidas de mitigación aplicadas

Fuente	Medida de mitigación
Tanques de crudo/condensado sin dispositivos de control	Unidades recuperadoras de vapor
Descarga de líquidos – pozos sin sistemas de elevadores de émbolo	Bombeo a gas y quemadores portátiles
Dispositivos neumáticos de alta purga	Reemplazar por dispositivos de baja purga o instrumentos de aire
Dispositivos neumáticos de purga intermitente	Reemplazar por sistemas de instrumentos de aire
Bombas de inyección de químicos	Bombas eléctricas solares
Bombas Kimray	Bombas eléctricas
Venteo de ductos (mantenimiento de rutina/descomposturas)	Bombeo de los ductos
Compresores centrífugos (sellos húmedos)	Captura de gas de sellos húmedos y modernización a sellos secos
Venteo de las estaciones de transmisión	Captura de gas y ruteo del sistema de combustible o corriente de gas de baja presión
Venteo de “gas varado” en los pozos de petróleo	Quemadores
Sistemas de empaque el vástago de los compresores reciprocantes	Reemplazo de empaques del vástago
Emisiones fugitivas de los compresores reciprocantes	Detección y reparación de fugas
Emisiones fugitivas de las estaciones de compresión	Detección y reparación de fugas
Emisiones fugitivas de los pozos	Detección y reparación de fugas
Emisiones fugitivas de las estaciones de recolección	Detección y reparación de fugas
Emisiones fugitivas en las instalaciones de los distribuidores locales	Detección y reparación de fugas
Venteo en instalaciones costa afuera	Quemadores

Tabla 3-9- Resumen de las características de las medidas de mitigación (En \$MXN?)

Nombre	Costo de capital ⁶⁰	Costo operativo	Porcentaje de reducción	\$/Mpc c/crédito	\$/Mpc s/crédito
Reemplazo temprano de dispositivos de alta purga por dispositivos de baja purga	\$46,200	\$0	97%	\$14.94	\$93.17
Reemplazo de los sistemas de empaque de vástagos de los compresores recíprocos	\$101,640	\$0	30.7%	\$15.09	\$93.32
Instalación de quemadores para venteo de "gas varado"	\$770,000	\$92,400	98.0%	\$28.64	\$28.64
Instalación de quemadores portátiles	\$462,000	\$0	98%	\$1.69	\$1.69
Instalación de sistemas de elevadores de émbolo	\$308,000	\$36,960	95%	-\$0.77	\$77.46
Instalar unidades recuperadoras de vapor	\$779,794	\$141,156	95%	-\$49.13	\$29.11
Detección y reparación de fugas en pozos	\$2,559,311	\$900,900	60%	-\$28.03	\$50.20
Detección y reparación de fugas en la etapa de recolección	\$2,559,311	\$900,900	60%	-\$62.99	\$15.25
Detección y recolección de fugas en las instalaciones de los distribuidores locales	\$2,559,311	\$900,900	60%	\$24.95	\$103.18
Detección y reparación de fugas en la etapa de procesamiento	\$2,559,311	\$900,900	60%	-\$65.30	\$12.94
Detección y reparación de fugas en la etapa de transmisión	\$2,559,311	\$900,900	60%	-\$64.53	\$13.55

⁶⁰ Escalamiento de costos de capital costa afuera. Los costos de operación y mantenimiento se calculan por separado de la tabla de costos estándar.

Nombre	Costo de capital ⁶⁰	Costo operativo	Porcentaje de reducción	\$/Mpc c/ crédito	\$/Mpc s/ crédito
Reemplazo de las bombas neumáticas de inyección de químicos por bombas eléctricas solares	\$77,000	\$1,155	100%	-\$3.39	\$74.84
Reemplazo de bombas Kimray por bombas eléctricas	\$154,000	\$30,800	100%	-\$64.22	\$14.01
Purga de ductos antes del mantenimiento	\$0	\$6,072,405	80%	-\$56.98	\$21.10
Sistemas de recuperación de gas de los sellos húmedos de compresores centrífugos	\$1,078,000	\$0	95%	-\$73.15	\$4.93
Modernización de los sellos húmedos por sellos secos de los compresores	\$6,930,000	-\$770,000	95%	-\$73.15	\$4.93
Captura de las purgas y ruteo hacia el sistema de combustible (por compresor)	\$308,000	\$0	95%	-\$69.92	\$8.32
Captura de las purgas y ruteo hacia el sistema de combustible (por planta)	\$770,000	\$0	95%	-\$61.45	\$16.63
Reemplazo por sistemas de aire de instrumentos– Dispositivos de purga intermitente	\$924,000	\$273,658	100%	-\$59.14	\$19.10
Reemplazo por sistema de aire de instrumentos – Dispositivos de alta purga	\$924,000	\$273,658	100%	-\$59.14	\$19.10

3.6. Categorías de la fuente no incluidas en el análisis MAC

Algunas categorías de la fuente con emisiones no se abordaron en este análisis. Las fuentes y las razones de su tratamiento se resumen a continuación:

- **Redes de gas de hierro fundido:** Se ha identificado a las redes de hierro fundido como una fuente significativa de emisiones en el segmento de distribución en los Estados Unidos. En los Estados Unidos, dichas redes de hierro fundido se encuentran localizadas principalmente en áreas urbanas congestionadas en donde su reemplazo o reparación es muy costosa, reportándose costos de \$1 millón a \$3 millones (US) por milla. Esto hace que la opción de control sea muy costosa tan solo con el fin de reducir emisiones. Adicionalmente, los distribuidores locales están haciendo cada vez más esfuerzos por reemplazar millas de hierro fundido cada año por razones de seguridad, por lo que las emisiones están bajando gradualmente. Las nuevas tecnologías podrían reducir el costo de las reducciones en el futuro. Dicho lo anterior, la investigación indica que las redes de hierro fundido no son comunes en México y por ello, esta opción no se incluyó.
- **Gas de escape de motores:** El gas de escape proveniente de los motores que queman gas y de las turbinas, contiene pequeñas cantidades de metano no quemado debido a una combustión incompleta de combustible. Aunque se trata de un porcentaje pequeño, al sumarlo se convierte en una cantidad significativa. Los catalizadores de oxidación se utilizan para reducir las emisiones no quemadas de otros hidrocarburos de gases de escape, pero no son efectivos para reducir las emisiones de metano debido a su baja reactividad. Sin embargo, se están desarrollando nuevos catalizadores, en parte para los vehículos que usan gas natural, que pudieran utilizarse en estas fuentes. Este es un tema que requiere mayor investigación y desarrollo tecnológico.
- **Otras fuentes:** Existen medidas costo-efectivas adicionales para la reducción de metano identificadas en el programa Gas STAR de la EPA y otros. No se incluyen aquí ya que el informe se enfoca únicamente en las fuentes de mayores emisiones. Sin embargo, su omisión no debe interpretarse como que las medidas aquí descritas son las únicas medidas costo-efectivas para reducir el metano.

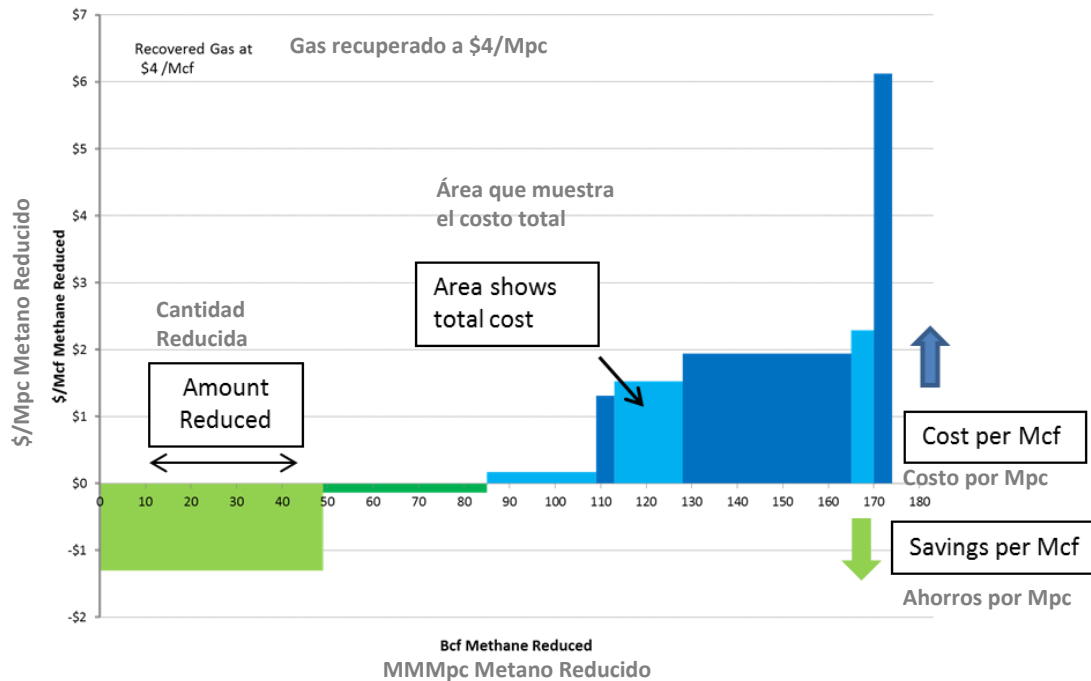
4. Resultados Analíticos

4.1. Desarrollo de las Curvas del Costo del Control de Emisiones

Con la línea base proyectada para el 2020 y las tecnologías de mitigación identificadas y caracterizadas para los sectores de mayor emisión, se calcularon las curvas de costos marginales de abatimiento de emisiones para varios escenarios. El modelo que se desarrolló para esta tarea incluye las categorías de fuentes de emisión para cada segmento de la industria de petróleo y gas por región. Las tecnologías de mitigación se pueden vincular con cada fuente por región o fuente. El modelo puede especificar la cantidad de fuentes a la que aplica la medida y si aplica a una (post-2013), existente (a partir del 2013), o a todas las instalaciones. El modelo calcula la reducción obtenida por cada fuente y el costo de control con base en los costos de capital y operativos, en la vida del equipo y en el valor de recuperación de gas, cuando aplique. Los principales supuestos incluyen: si un segmento en particular es capaz de obtener un beneficio económico por el gas recuperado, el valor del gas y la tasa de descuento/costo del capital. Se utilizó a la región de la costa del Golfo en Estados Unidos como lugar representativo o sustituto para representar el costo base de México a nivel nacional. Esto se eligió como un estimado conservador porque con base en el estudio de la curva MAC de EDF, los costos de la costa del Golfo fueron los costos base y no se ajustaron a la baja, aunque es probable que en México, los costos fueran menores.

Los costos se presentan principalmente como un Curva del Costo Marginal de Abatimiento (curva MAC), como se muestra en la Figura 4-1. Esta representación muestra las reducciones de emisiones ordenadas desde el costo de reducción más bajo hasta el más alto y muestra la cantidad de reducción de emisiones disponible en cada nivel de costo. El eje vertical muestra el costo por unidad en \$/Mpc de metano reducido. Un costo de reducción negativo indica que la medida tiene un rendimiento financiero positivo, ejemplo: le ahorra dinero al operador. El ancho horizontal de las barras muestra la cantidad de la reducción. El área dentro de las barras es el costo total por año. El área por debajo del eje horizontal representa los ahorros y el área por encima del eje, representa el costo. La suma neta de los dos es el costo neto total por año. Todos los costos en esta sección se expresan en pesos mexicanos (\$MXN) a menos que se indique lo contrario.

Figura 4-1- Ejemplo de la Curva MAC ⁶¹



4.2. Curvas de Costos de Reducción de Emisiones

Esta sección presenta los resultados del análisis de las curvas de costos. Las curvas representan diferentes perspectivas y escenarios de un potencial de emisiones en 2020 con base en las medidas aplicadas entre 2013 y 2020. Los costos de reducción de emisiones son los costos anuales por Mpc de metano reducido. Esto no debe confundirse con el costo por Mpc de gas natural producido, el cual es una métrica muy diferente. En los casos aquí señalados, el costo anual total de las reducciones dividido entre la producción total de gas en México es menor a \$MXN 0.01/Mpc de gas producido en todos los casos.

Hay algunas aclaraciones de estos resultados:

- Las fuentes de datos / informes mexicanos y otras fuentes de Estados Unidos, son el mejor punto de inicio para este análisis, pero cada una toma como base diversos supuestos y algunos datos más antiguos. Aunque dichos informes y el inventario están mejorando con los nuevos datos, algunos aspectos de la metodología son imperfectos, especialmente a nivel de los detalles, para un análisis granular de este tipo.

⁶¹ Ejemplo de la Curva del Costo Marginal de Abatimiento (MAC)

- Los costos de mitigación de emisiones y de desempeño son muy específicos por sitio y muy variables. Los valores utilizados aquí son valores promedio estimados.
- Este análisis presenta un estimado razonable del costo potencial y de la magnitud de las reducciones dentro de un rango de incertidumbre.

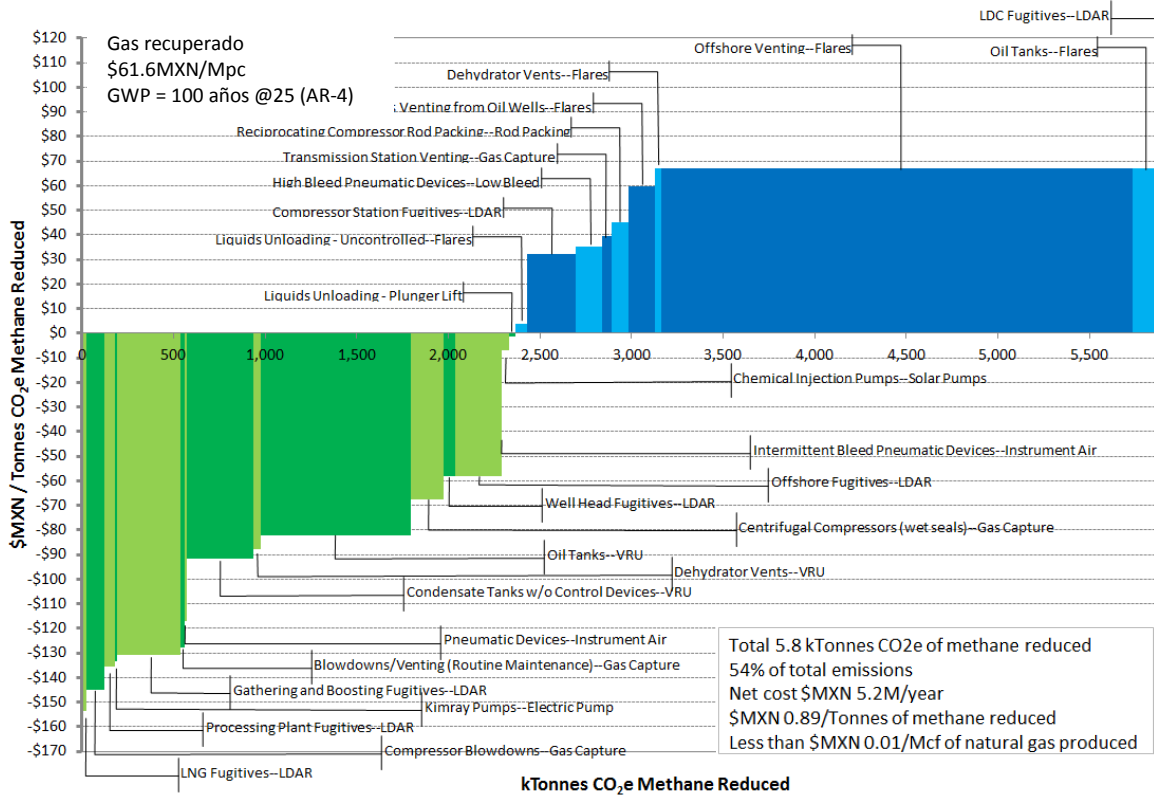
El supuesto base de los resultados de esta sección toma un precio de \$62 MXN/Mpc para el gas recuperado y una tasa de descuento/costo de capital del 10% para calcular el costo del control. En el Anexo C se señala la sensibilidad adicional y casos alternativos. (i.e. desglose de las emisiones por segmento).

La

Figura 4-2 muestra el agregado nacional de la curva MAC para los supuestos base de la tecnología por categoría, para toneladas de CO₂e en la primer gráfica, y para MMMpc⁶² en la segunda gráfica. La curva MMMpc se utiliza para gran parte del análisis y para los desgloses en esta sección. Muestra las reducciones alcanzables de cada fuente con su medida de control de emisiones correspondiente. Estos resultados están agregados en los segmentos de la industria, de tal forma que el bloque de “emisiones fugitivas del compresor recíprocante”, por ejemplo, incluye el costo y las reducciones de la fuente entre todos los segmentos. Las variaciones entre regiones y segmentos para determinada tecnología están promediadas en cada bloque.

⁶² Bcf (valor en inglés) = MMMpc (valor en español)

Figura 4-2 – Curva MAC del agregado nacional para los supuestos base sobre la tecnología



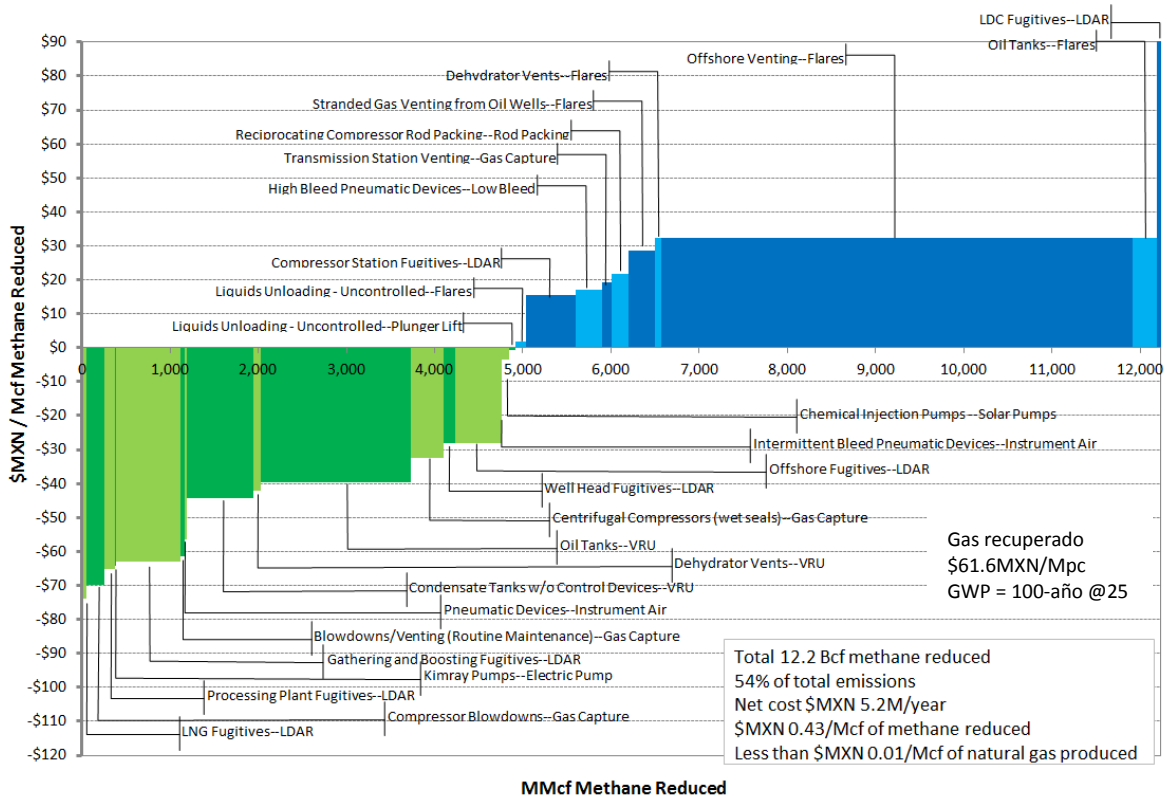
Vertical: \$MXN/ Toneladas de CO₂e con Metano Reducido
Horizontal: KTon de CO₂e con Metano Reducido

Total 6.6 millones de toneladas de CO₂e con metano reducido
54% de las emisiones totales de metano provenientes de petróleo y gas
Costo Neto \$MXN 5.2 M/año
\$MXN 0.79/Toneladas de metano reducido
Menos de \$MXN 0.01/Mpc de gas natural producido

Venteo del deshidratador - Quemadores	Tanques de Petróleo— Unidad recuperadora de vapores – URV
Venteo del “gas varado” “gas inmovilizado” en los pozos petroleros – Quemadores	Venteo del deshidratador – Unidad recuperadora de vapores – URV
Sistemas de empaquetadura del vástago del compresor – Empaquetadura del vástago	Tanques de Condensados sin dispositivos de control – Unidad recuperadora de vapores – URV
Venteo en la estación de transmisión –Captura de Gas	Dispositivos Neumáticos—Aire de instrumentos
Dispositivos Neumáticos con lata purga – Dispositivos neumáticos de baja purga	Purgas/Venteo (Mantenimiento de rutina) – Captura de gas
Detección y reparación de fugas en la estación de compersión – LDAR	Detección y reparación de fugas en la recolección y recompresión—LDAR
Descarga de líquidos – No controlada – Quemadores	Bombas Kimray—Bombas eléctricas
Descarga de líquidos – Sistemas elecadores de émbolo	Detección y reparación de fugas de las Plantas de Procesamiento –LDAR
Venteo costa afuera – Quemadores	Purgas en Compresores – Captura de gas
Detección y reparación de fugas en distribución– LDAR	Detección y reparación de fugas en terminales de GNL-LDAR
Tanques de Petróleo –Quemadores	
Bombas de Inyección de Químicos – Bombas solares	
Detección y reparación de fugas costa afuera – LDAR	

Análisis Económico de las Oportunidades de Reducción de Emisiones de Metano en la Industria Mexicana de Petróleo y Gas Natural

Dispositivos neumáticos de purga intermitente – Aire de instrumentos	
Detección y reparación de fugas en el cabezal del pozo – LDAR	
Compresores Centrífugos (sellos húmedos) – Captura de gas	



Vertical: \$MXN/ Mpc de Metano Reducido
Horizontal: MMpc de Metano Reducido

Total 12.2 MMMcf con metano reducido
54% de las emisiones totales
Costo Neto \$MXN 5.2 M/año
\$MXN 0.43/Mpc de metano reducido
Menos de \$MXN 0.01/Mpc de gas natural producido

Las reducciones totales son de 12.2 MMMcf de metano por año ó 54% de las emisiones del 2020 de la industria del petróleo y gas. El costo anualizado total para alcanzar dichas reducciones es de \$MXN 5,220,000/año o \$MXN 0.43/Mpc de metano reducido. Este costo anual total es un monto neto de \$MXN 212 millones de ahorros al año (barras verdes bajo el eje) y \$MXN 217.2 millones del costo anual (barras azules sobre el eje). La gráfica muestra las fuentes y tecnologías con menor costo de control (altura- eje vertical) y las mayores reducciones (ancho – eje horizontal). Los resultados también se resumen en la Tabla 4-1. El costo varía desde -\$MXN 153.71/Mpc de metano reducido con programa de detección y reparación de fugas en instalaciones de gas natural, hasta \$MXN 245.55/Mpc de metano reducido con

programa de detección y reparación de fugas en los distribuidores locales. El crédito por el gas recuperado se acumula en todos los sectores a excepción del de transmisión y de los distribuidores locales, que están limitados por la regulación de las tasas para evitar monetizar las reducciones de emisiones.

La Tabla 4-1 también muestra los costos anualizados estimados además del potencial de reducción y el costo por Mpc reducido de metano. Este es un estimado descendente basado en las reducciones proyectadas y el costo de capital por medida, por lo que los costos son menos certeros que en un costeo ascendente, especialmente en relación con las diferencias entre segmentos. El costo de capital total se estima en \$MXN 1,624 millones.

Tabla 4-1—Costo anualizado (en \$ MXN), potencial de reducción, Costo/Mpc y costo de capital inicial

Fuente/medida	Costo anualizado (\$ millones/año)	MMpc metano reducido/año	Costo \$/ Mpc metano reducido	Costo de capital inicial (\$ millones)
Fugitivas de GNL— detección y reparación de fugas	-\$3.54	47.1	-\$74.1	\$0.92
Purgas del compresor—captura de gas	-\$14.7	212.4	-\$69.9	\$6.6
Emisiones fugitivas de las plantas de procesamiento—detección y reparación de fugas	-\$7.3	112.9	-\$65.3	\$2.0
Bombas Kimray —Bombas eléctrica	-\$1.3	20.4	-\$64.2	\$0.77
Purgas/venteo (mantenimiento de rutina)— captura de gas	-\$45.4	721.2	-\$62.9	\$6.6
Dispositivos neumáticos—Instrumentos de aire	-\$2.9	46.8	-\$61.4	\$1.54
Emisiones fugitivas de recolección y recompresión—detección y reparación de fugas	-\$1.8	31.7	-\$56.3	\$14.1
Tanques de condensado sin dispositivos de control- unidades recuperadoras de vapor	-\$33.2	754.0	-\$44.2	\$73.9
Venteos del deshidratador—unidades recuperadoras de vapor	-\$3.2	76.1	-\$42.2	\$6.47
Tanques de crudo—unidades recuperadoras de vapor	-\$67.6	1,707.1	-\$39.5	\$216.2
Compresores centrífugos (sellos húmedos)— Captura de gas	-\$12.0	371.5	-\$32.4	\$14.0
Emisiones fugitivas del cabezal del pozo— detección y reparación de fugas	-\$3.5	128.5	-\$28.0	\$8.32
Emisiones fugitivas costa afuera —detección y reparación de fugas	-\$14.6	524.8	-\$28.0	\$36.6

Análisis Económico de las Oportunidades de Reducción de Emisiones de Metano en la Industria Mexicana de Petróleo y Gas Natural

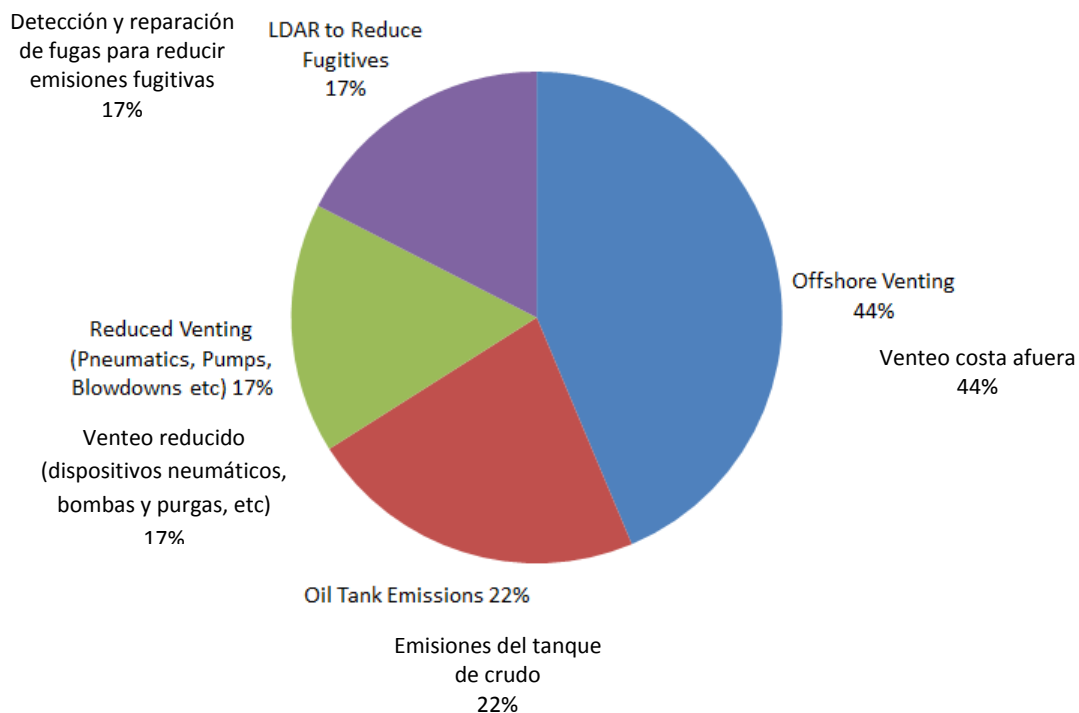
Fuente/medida	Costo anualizado (\$ millones/año)	MMpc metano reducido/año	Costo \$/ Mpc metano reducido	Costo de capital inicial (\$ millones)
Dispositivos neumáticos de purga intermitente – sistemas de sire de instrumentos	-\$0.2	8.1	-\$29.9	\$0.31
Bombas de inyección de químicos—Bombas solares	-\$0.3	78.4	-\$3.39	\$32.9
Descarga de líquidos – no controlada—Sistemas de elevadores de émbolo	-\$0.01	73.6	-\$0.77	\$20.1
Descarga de líquidos – No controlada— Quemadores	\$0.2	126.6	\$1.69	\$0.77
Emisiones fugitivas de las estaciones de compresión— detección y reparación de fugas	\$8.8	559.4	\$15.5	\$10.2
Dispositivos neumáticos de alta purga – dispositivos neumáticos de baja purga	\$4.9	292.1	\$16.9	\$129.9
Venteo en las estaciones de transmisión –Captura de gas	\$2.2	110.1	\$19.1	\$15.5
Empaque del vástago de los compresores reciprocantes	\$4.3	197.1	\$21.7	\$25.5
Venteo de “gas varado” de pozos petroleros – quemadores	\$8.6	298.4	\$28.6	\$34.0
Venteos del deshidratador— Quemadores	\$2.3	73.3	\$32.1	\$12.4
Venteo costa afuera —Quemadores	\$172.1	5,342.2	\$32.1	\$900.9
Tanques de crudo— Quemadores	\$8.7	274.5	\$32.1	\$47.1
Detección y reparación de emisiones fugitivas en las instalaciones de los distribuidores locales	\$5.3	45.2	\$118.2	\$6.1
Gran Total	\$5.2	12,234.6	\$0.43	\$1624.4

La

Figura 4-3 muestra las reducciones de emisiones por categoría principal. La reducción de las emisiones por venteo costa afuera y de las emisiones de los tanques de crudo, son las principales oportunidades de

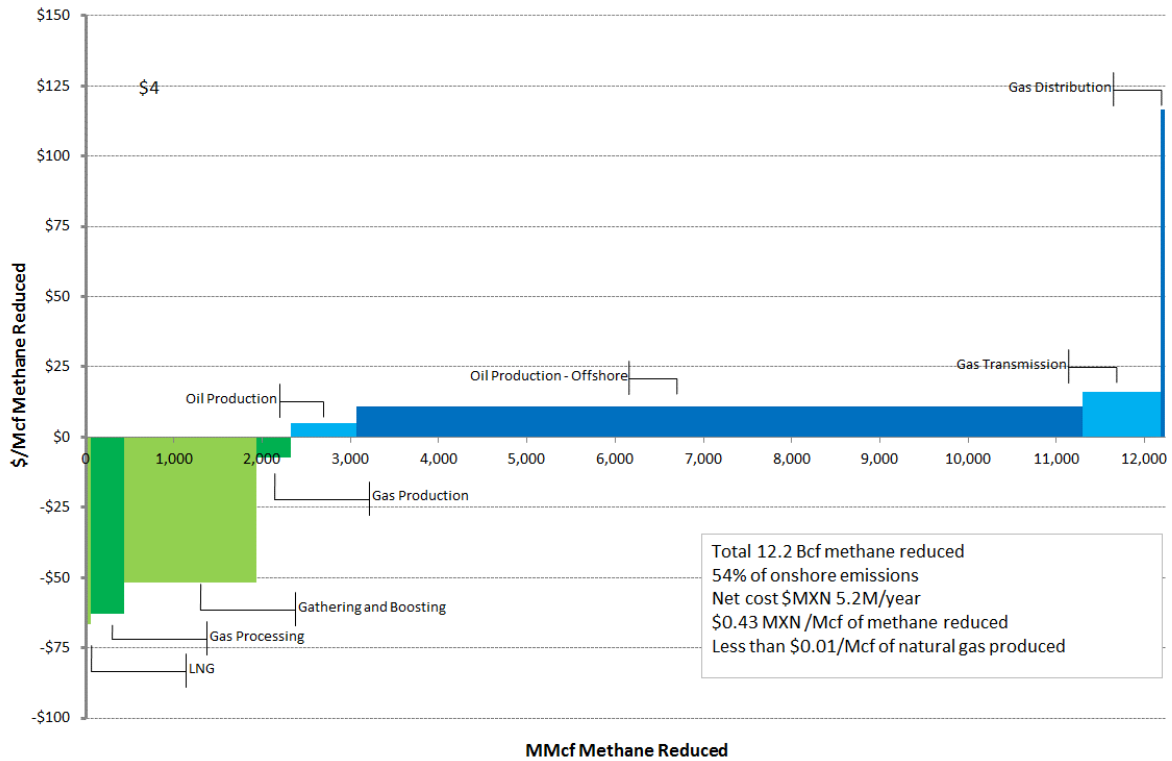
reducción. Otras fuentes de emisiones por venteo y fugitivas constituyen el monto restante y también existen medidas de mitigación viables para éstas.

Figura 4-3 – Distribución del potencial de la reducción de emisiones



La Figura 4-4 muestra la reducción de las emisiones de metano por segmento de la industria para el mismo caso. A los sectores de transmisión y distribución no se les permite monetizar sus reducciones y por lo tanto siempre tendrán un costo neto positivo. El segmento de los distribuidores locales únicamente tiene una medida y es el costo más elevado. Los costos del resto de los sectores dependen de las opciones de mitigación disponibles y de su costo agregado. Los segmentos de crudo costa afuera, transmisión de gas y producción de crudo, representan más del 84% de las reducciones totales.

Figura 4-4 – Reducción de emisiones por segmento de la industria ⁶³



(Vertical) \$/Mpc de metano reducido

Producción de petróleo

Producción de petróleo costa afuera

Transmisión de gas

Distribución de gas

(Horizontal) MMpc de metano reducido

Total 12.2 MMMpc de metano reducido

54% de emisiones en tierra

Costo neto \$MXN 5.2M / año

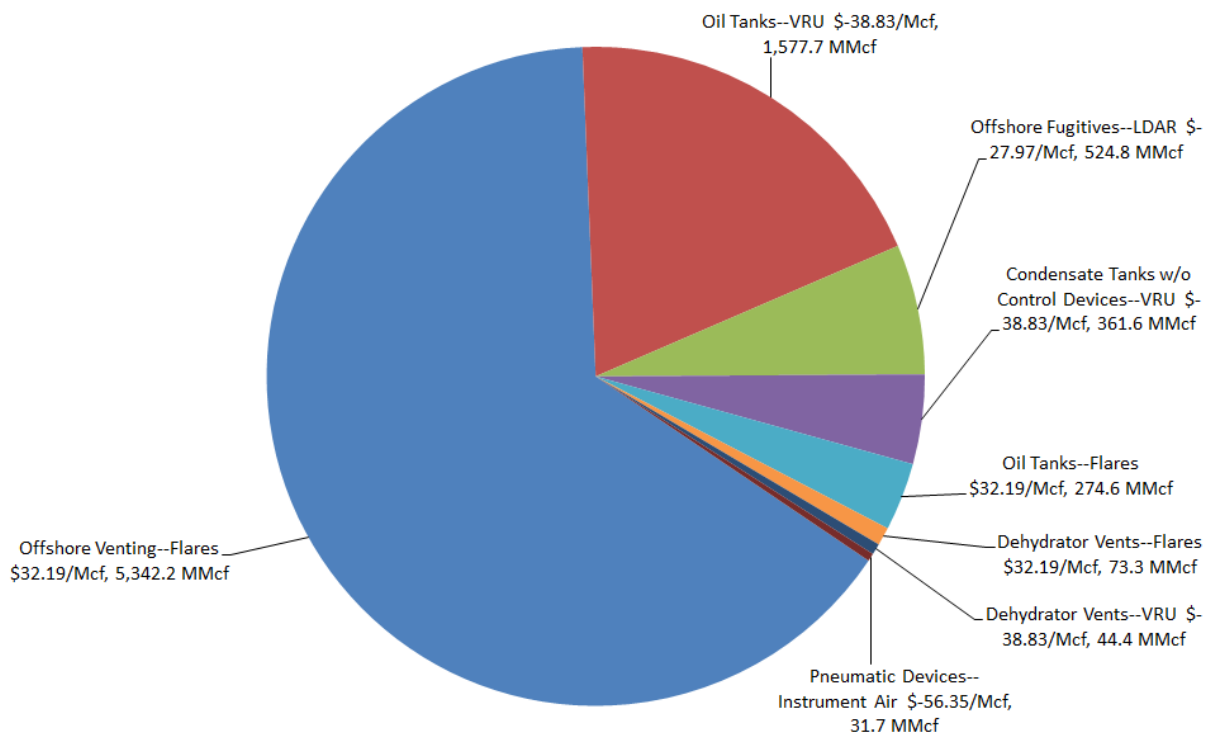
\$0.43 MXN /Mpc de metano reducido

Menos de \$0.01/Mpc de gas natural producido

⁶³ Bcf (inglés) = MMMpc (español)

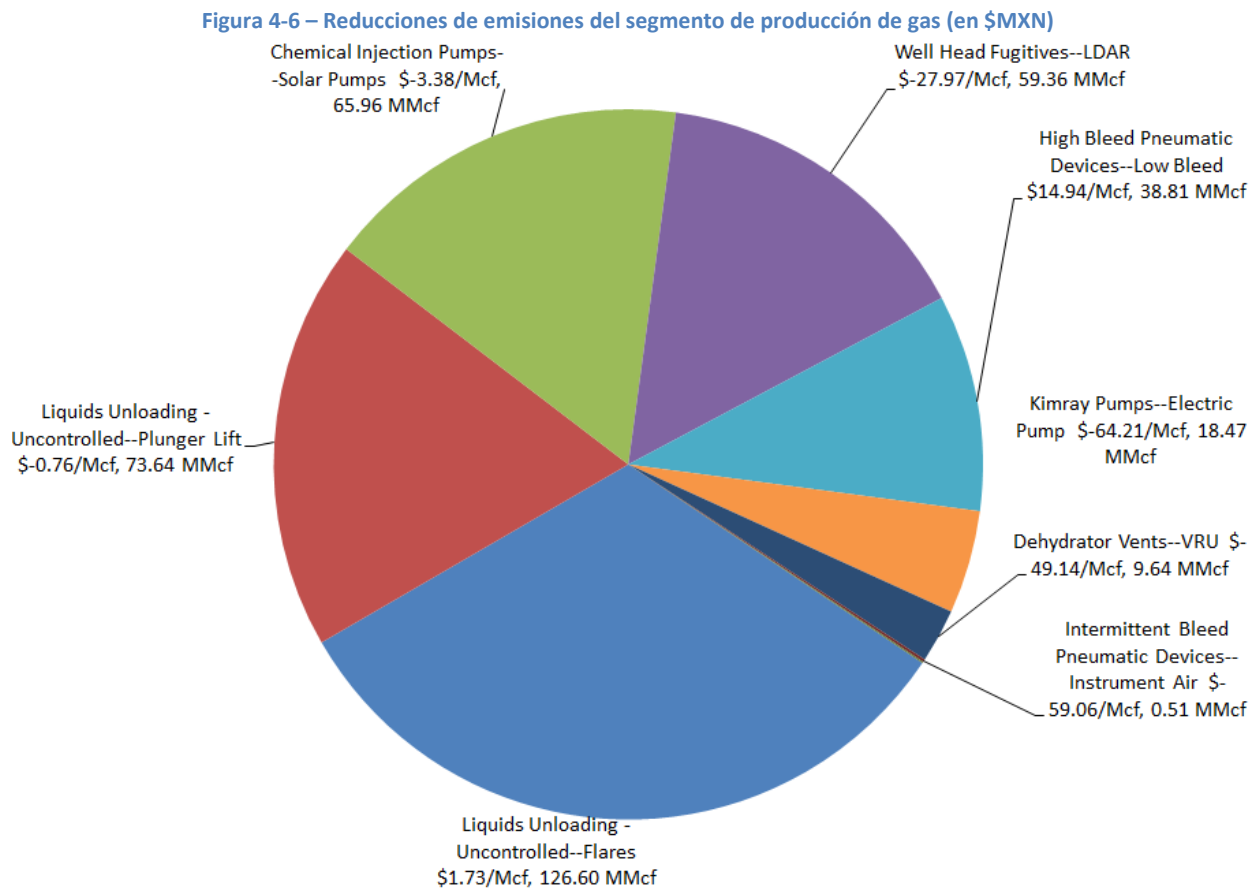
La Figura 4-5 muestra el desglose de las opciones de reducción por segmento de producción petrolera costa afuera. El venteo costa afuera representa casi tres cuartas partes de las reducciones y puede reducirse a aproximadamente a un costo de \$MXN 32.19 por Mpc. Los tanques de crudo, las emisiones fugitivas costa afuera y los tanques de condensado también son importantes fuentes de emisiones y sus opciones de mitigación muestran costos positivos relativamente bajos. La oportunidad de reducción total es de 8.2 MMMpc con un costo neto de \$MXN 10.93/Mpc de metano reducido.

Figura 4-5– Reducciones de emisiones del segmento de producción petrolera costa afuera (en \$MXN)



Tanques de crudo – Unidades recuperadoras de vapor (URV) \$-38.83/Mpc, 1,577.7 MMpc
 Emisiones fugitivas costa afuera – Detección y reparación de fugas – \$-27.97/Mpc, 524.8 MMpc
 Tanques de condensado sin dispositivos de control – Unidades recuperadoras de vapor (URV) – \$-38.83/Mpc, 361.6 MMpc
 Tanques de crudo – Quemadores –\$32.19/Mpc, 274.6 MMpc
 Venteo del deshidratador – Unidades recuperadoras de vapor (URV) – \$38.83/Mpc, 44.4 MMpc
 Dispositivos neumáticos – Aire de instrumentos – \$-56.35/Mpc, 31.7 MMpc
 Venteo costa afuera - Quemadores – \$32.19/Mpc, 5,342.2 MMpc

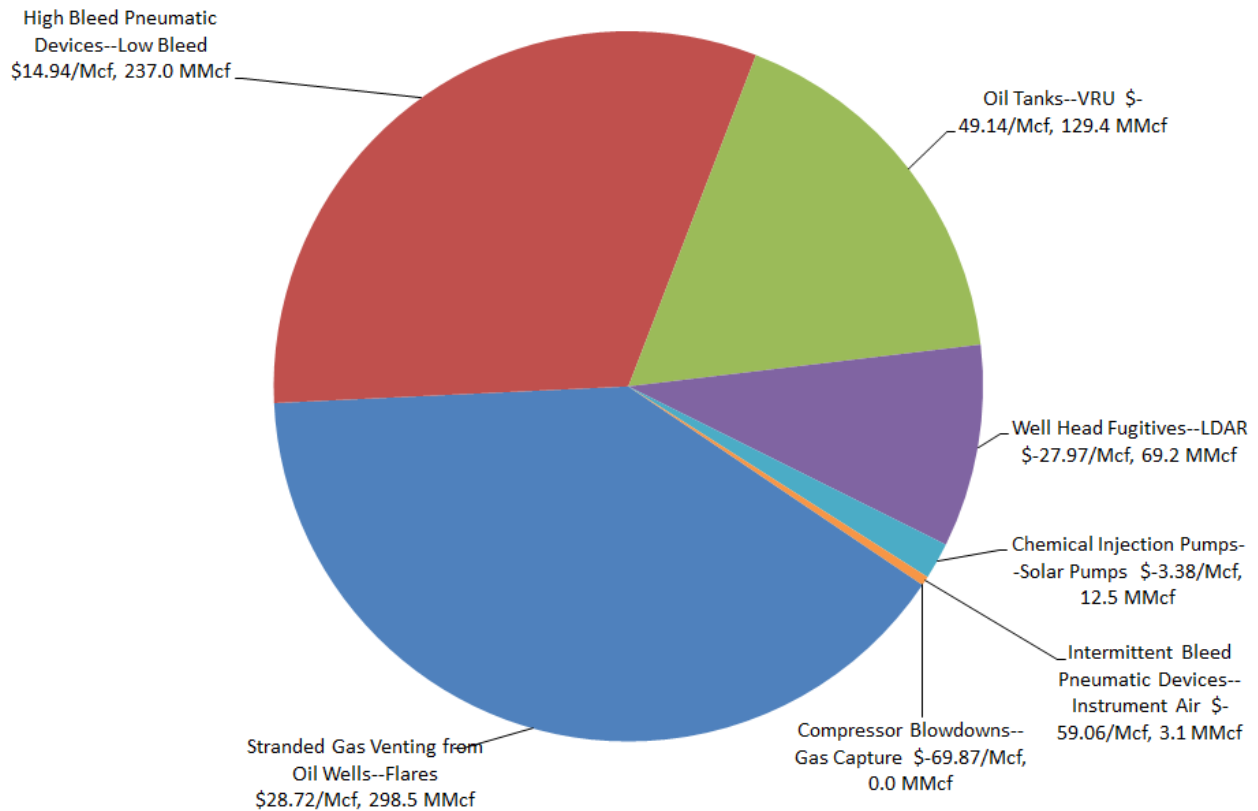
La Figura 4-6 muestra el desglose de las opciones de reducción para el segmento de producción de gas. La descarga de líquidos representa alrededor de la mitad de las reducciones y se puede reducir a aproximadamente \$MXN 1.73 por Mpc o -\$MXN 0.76 por Mpc dependiendo de la opción de mitigación. Las bombas de inyección de químicos, la descarga de líquidos y el reemplazo de dispositivos neumáticos de alta purga también son fuentes significativas con opciones de mitigación con un costo positivo relativamente bajo. La oportunidad de reducción total es de 0.39 MMMpc con un costo neto de -\$MXN 7.24/Mpc de metano reducido.



Bomba de inyección de químicos – Bombas solares – \$-3.38/Mpc, 65.96 MMpc
 Emisiones fugitivas en el cabezal del pozo – Detección y reparación de fugas – \$-27.97/Mpc, 59.36 MMpc
 Dispositivos neumáticos de alta purga – Baja purga – \$14.94/Mpc, 38.81 MMpc
 Bombas Kimray – Bombas eléctricas – \$-64.21/Mpc, 18.47 MMpc
 Venteo del deshidratador – Unidades recuperadoras de vapor (URV) – \$-49.14/Mpc, 9.64 MMpc
 Dispositivos neumáticos de purga intermitente – Aire de instrumentos – \$-59.06/Mpc, 0.51 MMpc
 Descarga de líquidos – no controlada – Quemadores – \$1.73/Mpc, 126.60 MMpc
 Descarga de líquidos – no controlada – Sistemas elevadores de émbolo – \$-0.76/Mpc, 73.64 MMpc

La Figura 4-7 muestra las reducciones en el segmento de producción de petróleo. El venteo del “gas varado” es por mucho la fuente más grande, con una oportunidad de reducción de 0.3 MMMpc. La instalación de unidades recuperadoras de vapor en los tanques de crudo además del reemplazo de los equipos neumáticos de alta purga, puede significar casi la mitad de las reducciones. Algunas otras fuentes de emisiones completan el segmento, con una reducción total en la producción petrolera de 0.75 MMMpc a un costo de 4.78/Mpc de metano reducido.

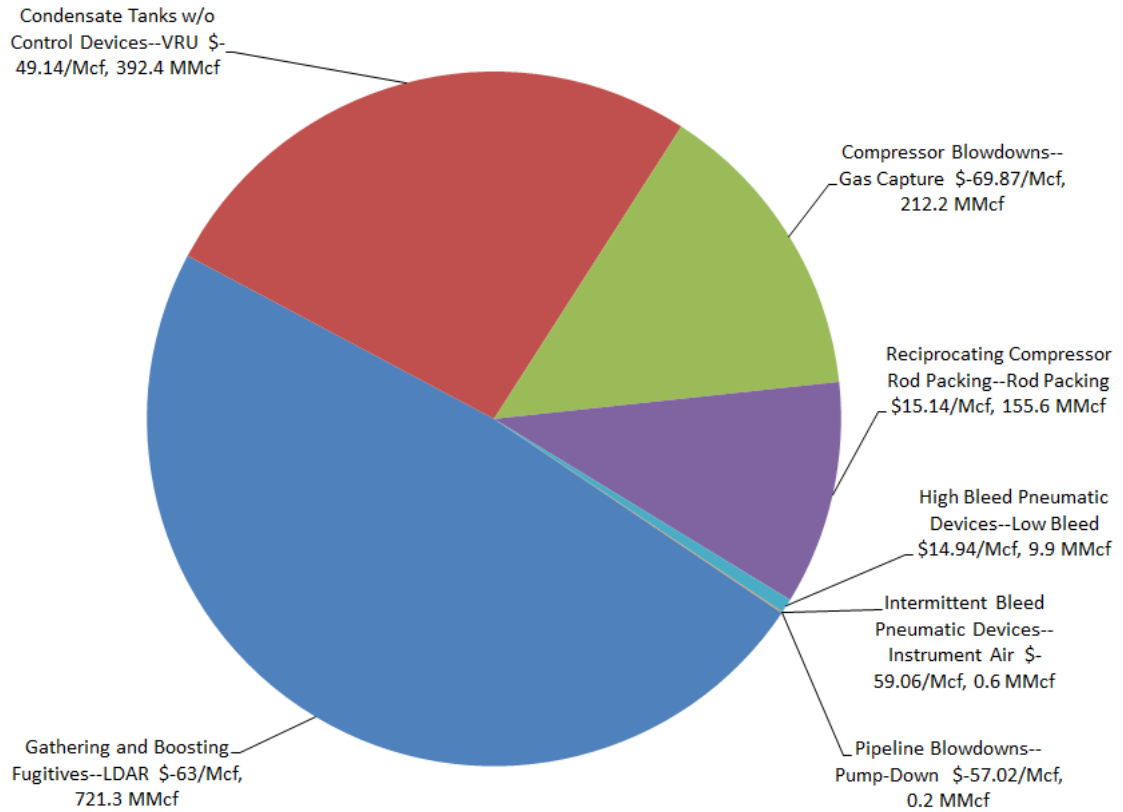
Figura 4-7 – Reducciones de emisiones del segmento de producción petrolera (en \$ MXN)



Dispositivos neumáticos de alta purga – Baja purga – \$14.94/Mpc, 237.0 MMpc
 Tanques de crudo – Unidades recuperadoras de vapor (URV) – \$49.14/Mpc, 129.4 MMpc
 Emisiones fugitivas en el cabezal del pozo – Detección y reparación de fugas – \$27.97/Mpc, 69.2 MMpc
 Bombas de inyección de químicos – Bombas solares – \$3.38/Mpc, 12.5 MMpc
 Dispositivos neumáticos de purga intermitente – Aire de instrumentos – \$59.06/Mpc, 3.1 MMpc
 Purgas del compresor – Captura de gas – \$69.87/Mpc, 0.0 MMpc
 Venteo del gas varado de pozos de petróleo – Quemadores – \$28.72/Mpc, 298.5 MMpc

La Figura 4-8 muestra las reducciones del segmento de recolección y recompresión. La detección y reparación de fugas para reducir las emisiones fugitivas en las estaciones, representa casi la mitad de las reducciones, mientras que el venteo de los tanques de condensado, las purgas de los compresores y los empaques del vástago de los compresores recíprocos, representan la otra mitad. La oportunidad de la reducción total es de 1.5 MMMpc a un costo de -\$MXN 51.66/Mpc.

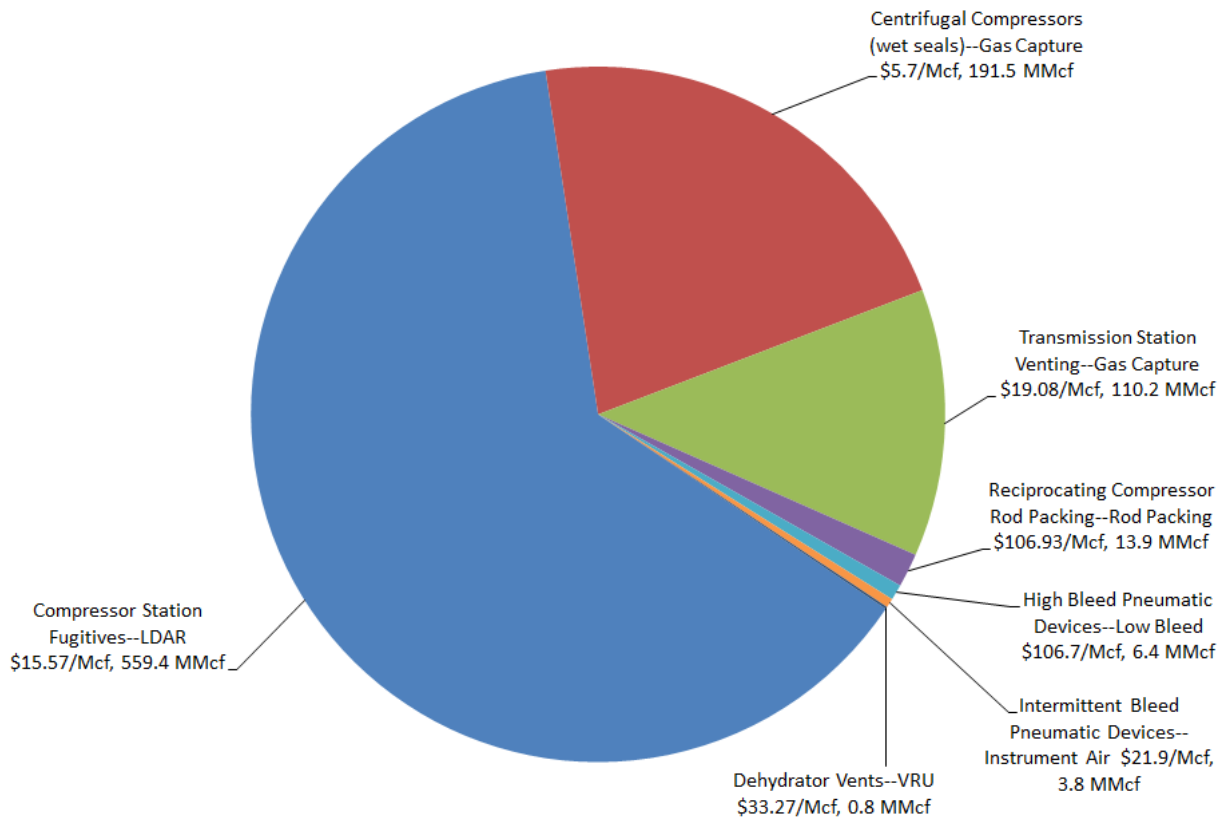
Figura 4-8 Reducciones de emisiones del segmento de recolección y recompresión (en \$ MXN)



Tanques de condensado sin dispositivos de control – Unidades recuperadoras de vapor (URV) – \$-49.14/Mpc, 392.4 MMpc
 Purgas del compresor – Captura de gas – \$-69.87/Mpc, 212.2 MMpc
 Empaque del vástago del compresor recíproco – Empaque del émbolo – \$15.14/Mpc, 155.6 MMpc
 Dispositivos neumáticos de alta purga- Baja purga – \$14.94/Mpc, 9.9 MMpc
 Dispositivos neumáticos de purga intermitente – Aire de instrumentos – \$-59.06/Mpc, 0.6 MMpc
 Purgas del ducto – Purgas – \$-57.02/Mpc, 0.2 MMpc
 Emisiones fugitivas de recolección y recompresión – Detección y reparación de fugas – \$-63/Mpc, 721.3 MMpc

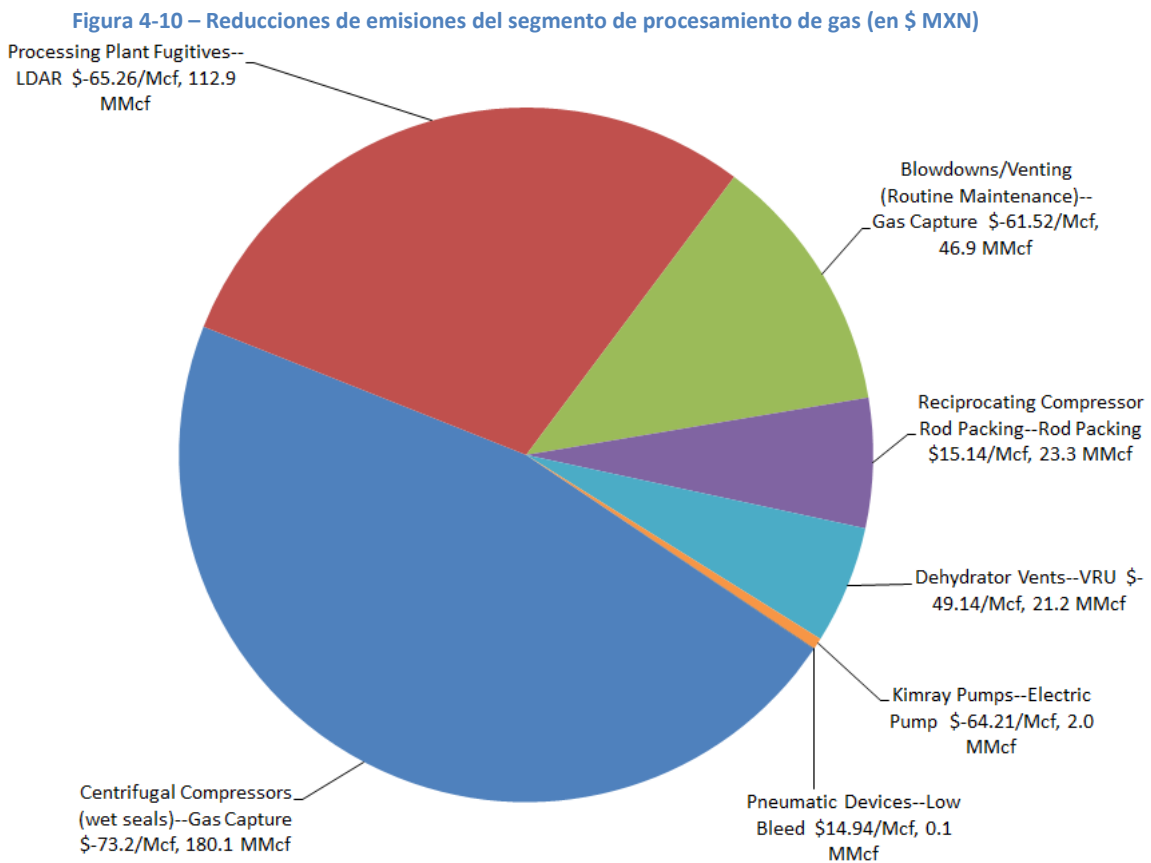
La Figura 4-9 muestra las reducciones en el segmento de transmisión de gas. Las reducciones por detección y reparación de fugas en las estaciones y compresores son la principal medida. La captura de las emisiones que extraen el gas de los compresores centrífugos con sellos húmedos y un venteo reducido en las estaciones, son las demás medidas significativas. Debido a limitaciones regulatorias, a los ductos de transmisión no se les permite monetizar las reducciones de emisiones, así que el costo de las reducciones es siempre positivo para todas las medidas \$MXN 16.02/Mpc de metano reducido para 0.89 MMMpc de reducciones.

Figura 4-9 – Reducciones de emisiones del segmento de transmisión de gas (en \$ MXN)



Compresores centrífugos (sellos húmedos) – Captura de gas – \$5.7/mpc, 191.5 MMpc
 Venteo de la estación de transmisión – Captura de gas – \$19.08/Mpc, 110.2 MMpc
 Empaque del vástago del compresor recíprocante – Empaque del vástago – \$106.93/Mpc, 13.9 MMpc
 Dispositivos neumáticos de alta purga– Baja purga – \$106.93/Mpc, 13.9 MMpc
 Dispositivos neumáticos de purga intermitente – Aire de instrumentos – \$21.9/Mpc 3.8 MMpc
 Venteo del deshidratador – Unidades recuperadoras de vapor (URV) – \$33.27/Mpc, 0.8 MMpc
 Emisiones fugitivas de la estación de compresión – Detección y reparación de fugas – \$15.57/Mpc, 559.4 MMpc

La Figura 4-10 muestra las reducciones para el segmento de procesamiento de gas. La captura de las emisiones que extraen el gas de los sellos húmedos de los compresores centrífugos y las emisiones fugitivas de las plantas de procesamiento, son las dos mayores fuentes, mientras que las purgas rutinarias y el venteo de las emisiones del empaque del vástago del compresor recíprocante, son la otra fuente significativa. Existen oportunidades de reducción a través de detección y reparación de fugas para otras fuentes. El contar con un programa de detección y reparación de fugas integral que se enfoque en las plantas de procesamiento, beneficiará también a otras emisiones. El costo de las reducciones para todas las medidas es de -\$MXN 62.73/Mpc de metano reducido para 0.38 MMMpc de reducciones.



Emisiones fugitivas de la planta de procesamiento – Detección y reparación de fugas – \$-65.26/Mpc, 112.9 MMpc
 Purga / venteo (mantenimiento de rutina) – Captura de gas – \$-61.52/Mpc, 46.9 MMpc
 Empaque del émbolo del compresor recíprocante – Empaque del émbolo–\$15.14/Mpc, 23.3 MMpc
 Venteos del deshidratador – Unidades recuperadoras de vapor (URV) –\$-49.14/Mpc, 21.2 MMpc
 Bombas Kimray – Bombas eléctricas – \$-64.21/Mpc, 2.0 MMpc
 Dispositivos neumáticos – Baja purga– \$14.94/Mpc, 0.1 MMpc
 Compresores centrífugos (sellos húmedos) - Captura de gas – \$-73.2/Mpc, 180.1 MMpc

4.3. Beneficios adicionales

Las medidas que reducen las emisiones de gas, también reducen las emisiones de los contaminantes convencionales (compuestos orgánicos volátiles y contaminantes tóxicos del aire) al igual que el metano. La mayoría de los componentes son extraídos del gas en la etapa del procesamiento de gas, así que los beneficios conjuntos primarios se presentan antes o durante dicha etapa dentro de la cadena de valor. Aunque no se cuantifican como parte del presente informe debido a falta de datos, sería razonable anticipar que como resultado de las acciones para reducir el metano, se observaría una reducción tanto de volátiles orgánicos como de contaminantes peligrosos. Si el beneficio de la reducción de orgánicos volátiles y contaminantes peligrosos se considerara junto con el costo de la reducción de emisiones de metano, el costo general \$/Mpc se reduciría, dando un costo de control menor.

5. Conclusiones

Las principales conclusiones del estudio son:

- **22.7 MMMPC de emisiones en 2020** – Se proyecta que las emisiones de metano provenientes de las actividades de petróleo y gas se reduzcan de 14.6 millones de toneladas métricas de CO₂e (27.05 MMMpc) en 2013 a 12.2 millones de toneladas métricas de CO₂e (22.7 MMMpc) en 2020.
 - ◆ La apertura del sector gas y petróleo a empresas extranjeras por parte de México se analizó como parte de este análisis sobre emisiones, pero no se observó que vaya a tener un impacto significativo en las emisiones en 2020 ya que los proyectos aún no estarán en marcha.
 - ◆ La mayoría de la reducción de estas emisiones se debe al declive continuo del campo productor costa afuera más prolífico de México, Cantarell. Los campos costa afuera tales como Ku-Maloob-Zaap (KMZ) también se proyecta que decaigan entre el 2013 y el 2020, lo cual también contribuye a una reducción en las emisiones.
 - ◆ Las fuentes de emisiones existentes en el 2013 representan más del 90% de la emisiones del 2020.
- **Oportunidades de reducciones concentradas:** 21 de las 100 categorías de fuentes de emisiones, representan más del 80% de las emisiones en el año 2020 principalmente en las instalaciones existentes. Por lo tanto, las reducciones de dichas fuentes ofrecen mayores oportunidades de reducción.
- **Es posible alcanzar una reducción de emisiones en tierra y costa afuera del 54% con las tecnologías existentes:** Esta reducción del 54% el metano en el sector petróleo y gas equivale a 6.6 millones de toneladas métricas de CO₂e (12.2 MMMpc de metano) y se puede alcanzar con las tecnologías y técnicas existentes. Esta reducción:
 - ◆ Se presenta con un costo neto total de \$0.43 MXN /Mpc reducidos (\$0.03 USD/Mpc reducidos) o por menos de \$0.01 MXN /Mpc de gas producido a nivel nacional, tomando en cuenta ahorros que se acumulan directamente a las compañías que estén aplicando medidas de reducción de metano (**Figura 1-1**).
 - ◆ Es equivalente a \$0.79 MXN / toneladas métricas de CO₂e reducido. Si el gas natural se evalúa a \$62 MXN/Mpc (\$4/Mpc), el potencial de la reducción de metano incluye la recuperación del gas con un valor aproximado de \$483.6 millones de MXN (\$31.4 millones USD) por año.
 - ◆ Se puede alcanzar a un costo neto mayor a los \$5.2 millones MXN por año (\$313,546 USD) si el valor económico completo del gas natural recuperado se toma en cuenta y no se incluyen los ahorros que no se acumulan directamente para las compañías que apliquen medidas de reducción de metano. Si se incluyeran los ahorros adicionales que no acumulan las compañías, se podría alcanzar una reducción del 54% con ahorros netos de \$78 millones MXN (\$5 millones USD).

- ◆ Es adicional a las regulaciones existentes además de las acciones voluntarias proyectadas que las compañías tomarán en 2020.
- **Costo de capital:** El costo de capital inicial de las medidas se cree que será aproximadamente de \$1.6 mil millones MXN (\$106 millones USD).
- **Mayores oportunidades de abatimiento:** En 2020, el segmento costa afuera constituye hasta el 54% del total de emisiones de metano en petróleo y gas, seguido por recolección y recompresión (19%) y producción de petróleo (11%). Por volumen, las cinco principales fuentes de emisiones de metano en tierra y costa afuera del sector petróleo y gas en México y oportunidades de reducción son:
 - ◆ Venteo costa afuera – oportunidad para reducir las emisiones en un 78% con la instalación de quemadores.
 - ◆ Venteo de tanques de crudo – oportunidad para reducir las emisiones en un 48% con la instalación de unidades recuperadoras de vapor.
 - ◆ Sellos del empaque del vástago de los compresores recíprocos – oportunidad para reducir las emisiones en un 22% con el reemplazo del empaque del vástago con mayor frecuencia.
 - ◆ Venteo del “gas varado” – oportunidad para reducir las emisiones en un 78% con la instalación de quemadores.
 - ◆ Venteo de los tanques de condensado – oportunidad para reducir las emisiones en un 48% con la instalación de unidades recuperadoras de vapor.
- **Existen beneficios adicionales:** Al reducir las emisiones de metano, también se reducen – sin costo adicional – los contaminantes convencionales que pueden dañar la salud pública y el medio ambiente. Las reducciones de metano aquí proyectadas también darían como resultado una caída en los compuestos orgánicos volátiles y en los contaminantes atmosféricos peligrosos asociados con las emisiones de metano en la industria del petróleo y gas. Esto no se cuantificó en este estudio debido a la falta de datos.

Algunas aclaraciones sobre estos resultados:

- Este estudio utilizó datos específicos para México y modeló las emisiones por tipo de recurso dentro de lo posible, utilizó datos de las actividades específicas para México. Para desarrollar los estimados de las actividades específicas por segmento y equipo para la industria de petróleo y gas en México, se utilizaron varios supuestos para cada segmento junto con los datos específicos para México (Secretaría de Energía (SENER), Petróleos Mexicanos (PEMEX), Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC), etc.). Cuando no hubo datos disponibles de México, se utilizaron datos complementarios de estudios de los Estados Unidos. Los supuestos sobre las configuraciones de los sitios también se basaron en Estados Unidos. También se consideraron factores específicos de las operaciones de petróleo y gas de México para estimar las emisiones, específicamente la presencia

de gas amargo e inyección de nitrógeno en pozos de producción de petróleo seleccionados como el de Cantarell para recuperación de petróleo mejorado.

- Las guías IPCC⁶⁴ para la notificación de metano proveniente de petróleo y gas se dividen en tres regiones: Estados Unidos y Canadá, Europa Occidental y otros países exportadores de petróleo. México cae dentro de esta última región, con factores de emisión más elevados, específicamente para emisiones por venteo y quema. México prepara su inventario utilizando factores de emisiones del IPCC y los reporta al UNFCCC⁶⁵. Los inventarios de emisiones de México son mayores en comparación con este estudio de ICF, debido en parte a factores de emisiones IPCC más altos. El estudio más reciente del INECC muestra un método diferente para estimar las emisiones y es significativamente menor que la notificación previa al UNFCCC.
- El estudio de ICF desarrolló un estimado ascendente de emisiones utilizando datos específicos del factor de la actividad y de emisiones, cuando así aplicó. Cuando los factores de emisiones mexicanas no estuvieron disponibles, el estudio utilizó datos de la Subsección W⁶⁶ de la regla de notificación de gases de invernadero (GHGRP) de la EPA, que se analizaron en conjunto con los datos regionales representativos (con base en la geología) para desarrollar factores de emisiones que apliquen al caso mexicano. Es de esperarse que los factores de emisiones específicos de los datos de Estados Unidos no sean significativamente diferentes a los de las operaciones mexicanas. Por ejemplo, se considera razonable que un dispositivo neumático hecho por la misma compañía, opere de la misma manera en México que en Estados Unidos.
- Se utilizaron varios supuestos a lo largo de cada segmento junto con los informes públicos disponibles (Secretaría de Energía (SENER), Petróleos Mexicanos (PEMEX), Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC), etc.) para desarrollar la información del equipo y de las instalaciones para los segmentos mexicanos, que no están disponibles.
- El costo de la mitigación de emisiones y el desempeño dependen mucho del sitio específico y son muy variables. Los valores utilizados aquí son valores promedio estimados.

⁶⁴ <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/guidelin/ch1ref8.pdf>

⁶⁵ http://www.inecc.gob.mx/descargas/cclimatico/inf_inegei_energia_2010.pdf

⁶⁶ Subsección W – Sistemas de petróleo y gas natural
<http://www.epa.gov/ghgreporting/reporters/subpart/w.html>

Anexo A. Desarrollo del inventario de la línea base 2013

A.1. Generalidades

El análisis del potencial de reducción de emisiones de metano utiliza informes de investigación específicos para México de organizaciones como PEMEX, SENER y otras entidades como la CNH. Los datos de México se combinaron con las fuentes de estructuras y emisiones de la porción de metano de la sección de Gas Natural y Sistemas de Petróleo del inventario de emisiones del Inventario *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2012* de la EPA como base. El inventario base representa un conjunto de datos integrales y robustos que utiliza varios datos específicos de México y aplica la metodología del inventario de Estados Unidos para estimar las emisiones.

A.2. Contenido de H₂S – División gas dulce vs. gas amargo

La actividad de petróleo y gas se dividió en dos categorías con base en la presencia de H₂S- dulce o amargo. La determinación para decidir la clasificación de la producción entre amarga o dulce, se basó en los datos tomados de los diversos informes publicados por la CNH y analizados a nivel del campo, cuando así era aplicable. Si el contenido del H₂S medido era mayor a 0.1%, el campo y su producción asociada se consideraba amargo. Se calculó el porcentaje de actividad dulce o amarga (producción de gas, gasto del procesamiento de gas, etc.) en México y ese cálculo se utilizó para dividir las actividades respectivamente en el inventario de la línea base.

A.3. Inventario de emisiones del sistema gas natural

Se utilizó la estructura de datos y taxonomía del inventario de gases de invernadero de la EPA como punto de inicio para generar la lista de fuentes de la porción de gas natural de la línea base. Un cambio importante en la estructura del segmento de gas natural en la línea base del 2013, separó el segmento de recolección y recompresión. Este es el segmento entre la producción en tierra y ya sea el procesamiento de gas o la transmisión de gas. Este segmento se incluye en el segmento de producción en tierra del Inventario de la EPA con base en el estudio de medición GRI de 1996 en lugar de estar totalmente separado como un segmento independiente. En este estudio, algunas fuentes del segmento de Producción se trasladaron al segmento de recolección y recompresión para poderlas analizar por separado para este segmento y se agregaron algunos estimados nuevos para algunas fuentes no representados en el Inventario de la EPA 2013. Por ejemplo, las emisiones de los tanques de condensados se trasladaron desde el segmento de Producción hacia el segmento de recolección y recompresión.

Aunque las emisiones no se segregaron por región en México, se realizó un análisis detallado para separar adecuadamente las operaciones de petróleo y gas en tierra y en la región marina para desarrollar la línea base. Por ejemplo, debido a que la mayoría de la producción de gas no asociado en tierra en México se concentra en la región norte, esta área se volvió importante para determinar alguna ubicación sustituta en los Estados Unidos. Se realizó un análisis similar para la región sur en tierra en México, que principalmente consta de producción de petróleo.

Cuando no se tuvo información específica para México, se utilizaron criterios geológicos para identificar las ubicaciones sustitutas en Estados Unidos para ayudar a generar los estimados de la actividad de fuentes de emisiones seleccionadas. Se derivaron estimados de varias fuentes (tanto factores de la actividad como de emisiones) utilizando datos (datos de la Subsección W, número de pozos, kilómetros

de ductos de transmisión, etc.) sustitutos regionales para finalmente determinar el valor específico para México. Se identificaron los siguientes sitios análogos:

- Tierra adentro norte de México– Costa del Golfo
- Tierra adentro sur de México– Centro del continente

En las siguientes secciones, se identificarán los casos en los que se utilizaron *datos regionales sustitutos* para estimar los factores de la actividad o de emisiones en México. Es importante señalar que dichos datos regionales sustitutos y el análisis asociado, se realiza a nivel del inventario base de las emisiones. Una vez que se estiman los datos de las emisiones, la información se agrupa de acuerdo con el segmento de la industria.

A.3.1. Producción de Gas

A.3.1.1. Número de pozos de gas natural

El número de pozos de las regiones productoras de gas natural se obtuvo de los datos del Informe Anual de PEMEX 2013⁶⁷. Dicho número de pozos establece la cantidad de equipo asociado como calentadores, separadores y deshidratadores (descritos en la sección correspondiente), y también da lugar a los estimados de la actividad de otras fuentes.

A.3.1.2. Emisiones fugitivas del cabezal del pozo

Las emisiones fugitivas del cabezal del pozo se basan en la actividad de los pozos de gas no asociado descritos en la sección B.3.1.1 y en el factor de emisión por pozo. Gran parte de la producción de gas natural no asociado en México se encuentra en la región de Burgos, ubicada en la parte norte del país.

Se generaron factores de emisiones para la región norte utilizando los datos sustitutos de los Estados Unidos y el trabajo realizado por la Universidad de Texas sobre estimados de emisiones fugitivas de sitios de pozos⁶⁸. De acuerdo con este estudio, cualquier emisión identificable del cabezal del pozo (emisiones del pozo mismo, no del equipo asociado) se agrupa y después se divide entre el número de pozos de dichos sitios para establecer un factor de emisión general por pozo. Dichos factores de emisión se aplicaron al número de pozos de gas natural identificado.

A.3.1.3. Calentadores, separadores, deshidratadores, y medidores/tubería (emisiones fugitivas de los pozos)

Tal y como sucede con el Inventario de la EPA, el número de pozos dicta las actividades del equipo asociado, al aplicar una relación estándar de equipo por pozo, de acuerdo con la región estadounidense. Las relaciones generadas para cada región estadounidense, se aplican a la región norte de México con base en los datos sustitutos. Ejemplo de calentadores en la región norte:

$$HeaterActivity_{North} = \left(\frac{Heaters}{Well} \right)_{GulfCoast} \times Wells_{North}$$

⁶⁷ Informe Anual de PEMEX 2013

http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/informes_art70/2013/Informe_Anual_PEMEX_2013.pdf

⁶⁸ Allen, David, et. al., “Mediciones de emisiones de metano en sitios de producción de gas natural en los Estados Unidos” 10.1073/pnas.1304880110

El factor de emisión utilizado aquí fue proporcionado por el Inventario de la EPA y se aplica de acuerdo con el dato regional sustituto específico para la región norte de México. Los factores de emisión para los calentadores, separadores, deshidratadores y medidores/tubería, también provienen del Inventario de la EPA.

A.3.1.4. Compresores reciprocantes

Los compresores pequeños se determinaron por un memorándum interno de EDF que realizó un análisis de los compresores en Estados Unidos y estableció una relación fija de compresores por sitio de pozos. El número se divide y asigna ya sea actividad dulce o amarga. Los compresores reciprocantes grandes y las estaciones de compresores han sido asignadas a recolección y recompresión.

Los factores de emisión se obtuvieron del Inventario de la EPA divididos de acuerdo con la región norte de México y sus datos regionales sustitutos.

A.3.1.5. Terminaciones y reparación de pozos petroleros

Las terminaciones de pozos de gas se separan solo para los pozos con fracturas no hidráulicas. Los factores de actividad para cada una de estas fuentes se desarrollaron utilizando datos del Informe Anual de PEMEX 2013.

Se utilizaron los factores de emisión de la EPA tanto para terminación como para reparación.

A.3.1.6. Perforación de pozos

El total de pozos de gas no asociado perforados se obtuvo del Informe Anual de PEMEX 2013, por ejemplo, las regiones de producción de Burgos y Veracruz. El factor de emisiones de la costa del Golfo del Inventario de la EPA se aplicó a esta actividad para calcular el total de emisiones de esta fuente.

A.3.1.7. Prueba de pozos

Esta fuente no se incluyó en el Inventario publicado de la EPA, pero se incluye en la Subsección W del GHGRP. El factor de la actividad consiste en el número de pozos en tierra, tomado del Informe Anual de PEMEX 2013. El factor de emisión se generó tomando el total de emisiones notificadas a la Subsección W de cada región y el número total de pozos en Estados Unidos de HPDI de cada región. Los factores regionales de la Subsección W se aplicaron a las regiones mexicanas de acuerdo con los datos sustitutos de Estados Unidos.

A.3.1.8. Dispositivos neumáticos

Los dispositivos neumáticos en el Inventario publicado de la EPA se enumeran como una sola categoría y utilizan un solo factor de emisión. Sin embargo, los dispositivos neumáticos se notifican en la Subsección W bajo tres categorías: baja purga, alta purga y purga intermitente. Para dividir los dispositivos en sus categorías respectivas, se analizaron los datos de las emisiones de 2013 en la Subsección W. A partir de las emisiones de cada tipo de dispositivo, se recalculó el número de cada tipo de dispositivo utilizando el factor de emisión estándar señalado en la Subsección W. Esto se hizo para cada dato regional sustituto y se aplicó para estimar la actividad regional mexicana, como se describe a continuación. Ejemplo del cálculo de dispositivos de baja purga para el dato sustituto en la costa del Golfo:

$$LBD Activity_{GC} = \left(\frac{\sum RM LBD Emissions}{Emissions\ per\ device_{standard}} \right)_{SubpartW}$$

En donde GC es Costa del Golfo y LBD es dispositivo de baja purga.

La categoría de “purga intermitente” cubre una variedad de tipos distintos de dispositivos con diferentes características de emisión y tampoco están bien caracterizados en los datos de Subsección W o en otros datos sobre fuentes de emisión. Algunos de estos, según su caracterización en las Subsección W, tienen un factor de emisión relativamente alto, mientras que otros, un factor menor. Por esta razón, los equipos intermitentes se dividieron aún más en dos categorías: válvulas de vaciado y dispositivos de purga intermitente que no son válvulas de vaciado. Las válvulas de vaciado son dispositivos que no tienen una purga continua y generan emisiones únicamente cuando se les acciona. Este tipo de dispositivos generalmente se usan como controladores de niveles en los separadores. Suponiendo que aproximadamente el 75% de los separadores tienen una válvula de vaciado de purga intermitente de bajas emisiones, entonces el estimado indica que alrededor del 75% del total de los dispositivos de purga intermitente son válvulas de vaciado. La división del porcentaje se hizo de acuerdo con la información de la industria.

Los factores de actividad para cada tipo de dispositivo se calcularon de la misma manera con los datos regionales sustitutos y el número de pozos (tanto en Estados Unidos como en México). Primero, se calculó la suma del número total de dispositivos neumáticos (para un dispositivo específico) de la Subsección W según el dato regional sustituto y se dividió entre el número total de pozos en la región estadounidense. Ejemplo del cálculo de dispositivos de baja purga en la región de la costa del Golfo, utilizando el cálculo arriba señalado de la actividad del dispositivo de baja purga.

$$LBD_{PneumaticRatioGC} = \frac{LBD\ Activity}{Total\ Well\ Count_{GC}}$$

El ejemplo del cálculo del dispositivo de baja purga se ajusta aún más para dar cuenta de los pozos que no reportaron a la Subsección W. Una vez calculada la relación del dispositivo para la región de las montañas rocallosas, se multiplica por el número de pozos de gas de la región norte para dar como resultado la actividad del dispositivo en el norte:

$$LBD_{North} = LBD_{PneumaticRatioGC} \times GasWellCount_{North}$$

Los factores de emisiones se tomaron principalmente del estudio realizado por la Universidad de Texas en el 2013⁶⁹. En este estudio, se midieron y compilaron emisiones de dispositivos neumáticos de alta purga, baja purga y purga intermitente.

Se realizan cálculos similares para cada tipo de dispositivo neumático a lo largo de las regiones restantes de México.

A.3.1.9. Bombas (neumáticas) de inyección de químicos

El número de bombas de inyección de químicos se obtiene utilizando el factor de la Subsección W de bombas de inyección de químicos por pozo y se aplica al número de pozos regionales en México. El factor de emisión utilizado para esta fuente proviene del Inventario de la EPA. Tanto el factor de la actividad, como el de emisiones, se aplican de acuerdo con el dato regional sustituto.

⁶⁹<http://www.pnas.org/content/110/44/17768>

A.3.1.10. Deshidratadores y Bombas Kimray

El conteo de deshidratadores en el inventario mexicano se estimó multiplicando el número de pozos regionales por las relaciones estándar del número de deshidratadores por pozo de acuerdo con los datos sustitutos de los Estados Unidos. Dichas relaciones se obtuvieron del Inventario de la EPA y se dividieron por región.

La actividad de las bombas Kimray se estimó utilizando la metodología del Inventario de la EPA. La actividad de las bombas Kimray se estimó multiplicando la actividad del deshidratador y el valor de la EPA de la productividad promedio del deshidratador (2 millones de pies cúbicos por día) por un factor de capacidad del 45% de todo el año. Finalmente, se aplicó una fracción de 0.891 para dar cuenta del estimado de deshidratadores con bombas Kimray accionadas por gas. Ejemplo del cálculo para Alberta:

$$KP Activity_{Alberta} = DehydratorActivity \times \frac{2MMscf}{day} \times 45\% \times 365 \frac{days}{year} \times 0.891 \frac{KimrayPumps}{Dehydrator}$$

Los factores de emisiones se aplicaron del Inventario de la EPA de acuerdo con los datos regionales sustitutos/representativos.

A.3.1.11. Venteo de la válvula de vaciado

La actividad se estimó calculando una válvula de vaciado por número de pozos de acuerdo con los datos de la Subsección W y pozos de petróleo y gas. Esta relación se multiplicó por el número de pozos de gas regionales de acuerdo con los datos regionales sustitutos. Debido a que esta fuente no se incluye en el Inventario publicado de la EPA, pero sí en la Subsección W, el factor de emisión se desarrolló con el total de emisiones de la Subsección W. Para sitios de producción, se calcularon las emisiones promedio por dispositivo de acuerdo con el dato regional sustituto y después se aplicó a cada región respectivamente. Ejemplo del factor de actividad y de emisiones en la región norte:

$$DV Activity_{North} = \left(\frac{DV Device Count}{OilandGasWells} \right)_{GC} \times GasWells_{North}$$

En donde DV son las válvulas de vaciado y GC es la Costa del Golfo.

$$DV EF_{North} = \left(\frac{\sum DV Emissions}{Device} \right)_{GC}$$

En donde EF es el factor de emisión. El factor de emisiones para cada región se complementó con datos de 'dispositivos averiados' del estudio previo sobre dispositivos neumáticos. Los datos de la industria determinaron que los 'dispositivos averiados' eran válvulas de vaciado atoradas. El factor de emisiones acompañantes de la válvula de vaciado se agregó al factor de emisiones de la válvula de vaciado derivado de la Subsección W.

A.3.1.12. Descarga de líquidos (limpieza de pozos de gas)

La actividad se estimó calculando el valor de descarga de líquidos (descargas con y sin sistemas de elevadores de émbolo) por el número de pozos, de acuerdo con los datos de la Subsección W y pozos de petróleo y gas reportados. Entonces esta relación se multiplicó por el número de pozos de gas regionales de acuerdo con el dato regional sustituto. De manera similar se calculó el factor de emisiones regional específico de acuerdo con la región y con la presencia o no de sistemas de elevadores de émbolo en el pozo. Por lo tanto, para los sitios de producción, se calcularon las emisiones promedio por pozo, de la descarga de líquidos, de acuerdo con el dato regional sustituto y a continuación se aplicó a cada región respectivamente. Ejemplo del cálculo para el factor de actividad y de emisiones para la región norte:

$$LU_{woPlungerLiftActivity}_{North} = \left(\frac{\#ofWellsUnloading_{woPlunger}}{OilandGasWells} \right)_{GC} \times GasWells_{North}$$

En donde *LU* es la descarga de líquidos y *woPlunger* es sin bombeo a gas.

$$LU_{woPlungerLiftEF}_{North} = \left(\frac{\sum Emissions_{woPlunger}}{WellsUnloading} \right)_{GC}$$

En donde *EF* es el factor de emisiones. Los factores de actividad y emisiones para los pozos con bombeo a gas, se calculan de manera similar que para los pozos sin bombeo a gas.

A.3.1.13. Purgas de recipientes, purgas de compresores y arranques y válvulas de alivio

La actividad para el arranque del compresor es igual al número de compresores de pequeña producción (fuente de emisiones separada) estimada de acuerdo con la metodología del inciso 3.1.4. Se considera que la actividad para las purgas de recipientes es la sumatoria de la actividad de los calentadores, separadores y deshidratadores en los sitios de los pozos. El número de válvulas de alivio se estimó tomando la relación de válvulas de presión en el Inventario de la EPA contra el total de pozos y después aplicando esa relación al número de pozos de gas regionales de acuerdo con el dato sustituto.

Todos los factores de emisiones para cada fuente de emisión se tomaron del Inventario de la EPA de acuerdo con el dato regional sustituto.

A.3.2. Recolección y Recompresión

De acuerdo con la metodología del Inventario de la EPA, el segmento de recolección y recompresión se incluyó como parte del sector Producción, pero para fines de este estudio se separó para analizarlo por separado. Este sector en la línea base de México en 2013 contiene emisiones de compresores reciprocantes grandes, estaciones de compresores, dispositivos neumático y ductos, entre otras fuentes. Otro tipo de equipo de soporte se dejó en su segmento respectivo, como se encuentra en el Inventario de la EPA y como se señalará.

A.3.2.1. Tanques de condensado

Los datos de la actividad de los tanques de condensado en recolección y recompresión se basaron en la producción arrendada de condensados, específica para cada región de acuerdo con el Informe Anual de PEMEX 2013. Se utilizaron los datos notificados a la Subsección W para actualizar los factores de emisiones del Inventario de la EPA para venteo de tanques de condensado. Los datos extraídos de la Subsección W fueron a nivel regional e incluyeron gravedad API promedio, presión del separador y temperatura del separador. Entonces se utilizaron estos datos para correr las simulaciones en el software del API E&P Tank™ para generar los nuevos factores de emisión. A continuación, los factores de emisión para cada región se aplicaron a las regiones de México de acuerdo con el dato regional sustituto. De acuerdo con los datos de la industria sobre las operaciones en México, se consideró que el 10% de los tanques cuentan con medidas de control.

A.3.2.2. Compresores

El estimado inicial del número de compresores proviene de la relación de compresores por estación de recolección y recompresión⁷⁰ con base en un memo previo sobre compresores. Se estableció un promedio de 2.75 compresores por estación a partir del análisis realizado en el sistema de recolección y recompresión de Estados Unidos validado por un estudio de sistemas de recolección, mientras que se aplicó un factor de operación del 45.2% derivado del Inventario de la EPA.

Para esta fuente y fuentes similares de otros segmentos, existen dos fuentes de emisiones de compresores recíprocos. Emisiones fugitivas (no sellos) de fuentes como líneas abiertas, bridas y válvulas, además de emisiones de sellos de empaque de vástagos que se liberan por venteo. Para considerar las fuentes fugitivas, la fuente de emisión se separó en actividad de la operación de la válvula de purga, de la válvula de purga de respaldo y de la válvula de aislamiento. Para desarrollar la actividad de cada una de estas fuentes, se utilizó el número total de compresores ya que las emisiones subsecuentes toman en cuenta los modos de operación y el % de tiempo que operan en dichos modos.

Los factores de emisión para cada fuente fugitiva se derivaron de la Subsección W de acuerdo con los datos regionales sustitutos, incluyendo datos de compresores medidos y no medidos y se aplicaron a lo largo de la región. Las emisiones liberadas por venteo se calcularon utilizando el número total de compresores notificados por estación y los factores de emisión de la Subsección W, específicos para los empaques de los vástagos.

Además de dividir las fuentes fugitivas en los compresores, las fuentes de emisiones provenientes de sellos y no sellos se dividieron entre controladas y no controladas. De acuerdo con la industria, se considera que todas las emisiones de los compresores son no controladas.

A.3.2.3. Válvulas de vaciado de las torres de lavado

De acuerdo con la información de la industria, el inventario base toma como supuesto una válvula de vaciado de la torre de lavado por compresor. El factor de actividad para las válvulas de vaciado de la torre de lavado es la suma de los factores de las actividades individuales para los compresores controlados y no controlados. El factor de emisión se derivó de los datos de la Subsección W de acuerdo con información sustituta a nivel regional y se aplicó a cada región.

A.3.2.4. Gas de escape del compresor (motores de gas)

El gas de escape de los motores del compresor y de las turbinas contiene cierta cantidad de metano no quemado. El factor de actividad para estas dos fuentes de emisiones se derivó del análisis del Inventario de la EPA que tiene un total de horas de caballaje del equipo. Adicionalmente, la EIA publica la cantidad de gas natural utilizado como “combustible arrendado”, que es combustible que se quema en los sitios de producción de gas. Se calculó un nuevo volumen de combustible para los compresores recíprocos pequeños, los compresores de recolección y recompresión y los compresores centrífugos de recolección y recompresión respectivamente, de acuerdo con el caballaje de cada tipo de compresor. Dicho volumen de combustible se utilizó como nuevo factor de la actividad para el gas de escape de los compresores. El análisis consideró que el 70% del combustible arrendado es consumido en los motores

⁷⁰ Se utilizaron dos fuentes de datos independientes para establecer el conteo de estaciones de recolección y recompresión. 1) *The Oilfield Atlas* (Décima Edición, 2014-2015) y 2) ST102: *Facility List formerly Battery Codes and Facility Codes from the AER*.

y turbinas y la división entre motores y turbinas se estableció en 96% y 4%, respectivamente utilizando la división de compresores de acuerdo con el número de compresores en Estados Unidos a partir del informe del Análisis de Compresores EDF.

Los factores de emisiones se actualizaron utilizando los factores de emisiones del manual de la EPA (“AP-42”). Debido a que AP-42 describe 3 factores de emisiones para motores (combustión pobre de 2 tiempos, combustión pobre de 4 tiempos y combustión rica de 4 tiempos) se desarrolló un factor de emisión combinado con base en los datos de las dependencias estatales de energía de Estados Unidos. Estos datos, que contienen casi 10,500 compresores/motores a lo largo de todos los sectores de la industria, se utilizaron para establecer la división de los tipos de motores: 10% de combustión pobre de 2 tiempos, 34% de combustión pobre de 4 tiempos y 56% de combustión rica de 4 tiempos. Estas relaciones se utilizaron para derivar un factor de emisiones general para los motores. El factor de emisiones se incluyó directamente en AP-42 y se usa como está.

A.3.2.5. Estaciones de recolección y recompresión

Anteriormente llamadas “Estaciones de Compresores Grandes” en el Inventario de la EPA, el número de estaciones se establecía utilizando los datos del memo del compresor interno, a través del cual el número total de estaciones de recolección y recompresión en tierra de Estados Unidos se dividía entre la producción de gas total en tierra en Estados Unidos. Esto resultaba en una relación de estaciones de compresores por unidad de producción de gas. Esta relación se multiplicaba por la producción de gas en tierra en México en 2013, para estimar el número de estaciones de recolección y recompresión.

El factor de emisión de esta fuente se deriva de los datos de la Subsección W referentes a estaciones de transmisión tomando las emisiones promedio por estación y aplicándolas de acuerdo con el dato regional sustituto en México. Ejemplo del cálculo del factor de emisiones de la estación de recolección y recompresión:

$$G\&BStationEF_{North} = \left(\frac{\sum Emissions_{TransmissionStation}}{\#ofTransmissionStations} \right)$$

A.3.2.6. Deshidratadores y bombas Kimray

Los deshidratadores y las bombas Kimray se manejaron de manera similar como se describe en Producción de Gas (3.1.10)

A.3.2.7. Dispositivos neumáticos

La metodología de dispositivos neumáticos se divide de manera similar a la de Producción de Gas (3.1.8). El factor de actividad está establecido por la relación API/ANGA⁷¹ de dispositivos por estación recolectora multiplicada por las relaciones establecidas en la producción de gas de acuerdo con el tipo de dispositivo (alta purga, baja purga, purga intermitente, etc.). La metodología del factor de emisión es la misma como se describe en la sección de Producción de Gas.

⁷¹Caracterización de las fuentes principales de emisiones de metano provenientes de la producción de gas natural
<http://www.api.org/~media/Files/News/2012/12-October/API-ANGA-Survey-Report.pdf>

A.3.2.8. Fugas de ductos, purga de ductos, arranque de compresores y purga de compresores

Estas emisiones se trasladaron de Producción a Recolección y Recompresión para representar mejor el desglose de las emisiones en la industria. Las fugas de ductos y purgas se basan en la relación de las millas de recolección en Estados Unidos⁷² divididas entre la producción total de gas y multiplicadas por la producción total de gas en México. Las unidades de las purgas de los ductos también está en millas y sigue la misma metodología.

Para el arranque de compresores, la actividad se basa en el número total de compresores en el segmento de Recolección y Recompresión, como se explica en la sección 3.2.2. Debido a que las unidades de actividad de las purgas de los compresores son “estaciones”, el factor de actividad para las purgas de compresores es simplemente el número de estaciones de recolección y recompresión.

Los factores de emisiones para las fugas de ductos, purgas de ductos y arranques de compresores se tomaron del Inventario de la EPA, mientras que el factor de emisiones para la purga de compresores se calculó con los datos de la Subsección W. Específicamente, se utilizó la tabla de la subsección W para el conteo de las estaciones de transmisión como dato sustituto para las purgas del compresor en recolección y recompresión y se aplicó a cada región.

A.3.3. Procesamiento de Gas

A.3.3.1. Emisiones fugitivas de la planta de gas

La actividad para las plantas de gas actualmente en operación en México se obtuvo tanto del informe anual de PEMEX 2013, como de su informe estadístico 2013. Dichas cifras se compararon con los datos de la SENER. Las fuentes de datos proporcionan una lista total 2013 de instalaciones procesadoras de gas e indican si la planta se considera procesadora de gas dulce o amargo. El número total de plantas no es elevado y de hecho son solamente 9 plantas en México. Esta cifra de plantas es la que genera gran parte de la actividad en el segmento de Procesamiento. Debido al tamaño incrementado de instalaciones procesadoras de gas en México, el factor de emisiones para las emisiones fugitivas en las plantas de gas, se obtuvo de los datos de la Subsección W junto con datos sustitutos y analizando las emisiones de las plantas estadounidenses de tamaño similar.

A.3.3.2. Compresores reciprocantes y centrífugos

La actividad para los compresores centrífugos en las instalaciones procesadoras de gas se obtuvo directamente de las publicaciones GMI de PEMEX, con una cuenta de 67 compresores, divididos en 46 con sellos húmedos y 21 con sellos secos. Debido a que este número si se conocía, pero no así el número total de compresores reciprocantes, se utilizaron los datos de la Subsección W para llegar a un total de compresores en el área de procesamiento de gas. Se estableció un número promedio de compresores en instalaciones de tamaño similar a partir de los datos de la Subsección W y se utilizó para asignar la actividad de los compresores reciprocantes después de haber considerado la actividad ya

⁷² Millas anuales de ductos

<http://www.phmsa.dot.gov/portal/site/PHMSA/menuitem.6f23687cf7b00b0f22e4c6962d9c8789/?vgnextoid=78e4f5448a359310VgnVCM1000001ecb7898RCRD&vgnnextchannel=3430fb649a2dc110VgnVCM1000009ed07898RCRD&vgnnextfmt=print&vgnextnoice=1>

conocida de los centrífugos. Este análisis dio un total de actividad recíprocante de 78 compresores en las plantas de gas.

Los factores de emisiones para las fuentes se derivaron principalmente de la Subsección W para los compresores centrífugos. Se usaron las relaciones de la Subsección W de las emisiones de compresores por compresor para purga de válvulas en modo de operación y de aislamiento, mientras que se utilizó el memorando EDF⁷³ sobre las emisiones de sellos de compresores como el factor de emisiones único para sellos. Los factores de emisión de los compresores recíprocantes se tomaron estrictamente del análisis de la Subsección W con complementos menores del Inventario de la EPA. Por ejemplo, la Subsección W proporciona datos sobre emisiones de purgas y válvulas de aislamiento, con los que se pueden generar factores de emisiones regionales. Sin embargo, la Subsección W no cuenta con datos sobre las emisiones de las válvulas de alivio de los compresores recíprocantes ni de los componentes misceláneos. Se utilizan los factores de emisiones respectivos del inventario de la EPA para complementar el factor de emisiones y que quede completo. Finalmente, todos los factores derivados tomaron en cuenta el tamaño promedio mayor de las instalaciones procesadoras de gas de México y por lo tanto analizaron los datos de plantas de tamaño similar de la Subsección W.

A.3.3.3. Válvulas de vaciado de las torres de lavado

Esta fuente de emisión siguió una metodología similar a la de recolección y recompresión, en donde se considera que existe una válvula de vaciado de la torre de lavado por compresor. El factor de actividad de las válvulas de vaciado de la torre de lavado es la suma de los factores de actividad individuales de los compresores centrífugos y recíprocantes controlados y no controlados. El factor de emisión también se derivó de los datos de la Subsección W de acuerdo con datos sustitutos regionales y se aplicó a cada región.

A.3.3.4. Gas de escape de motores de gas y turbinas

El factor de actividad de estas dos fuentes de emisiones en el inventario base mexicano tienen como base los valores publicados por la EIA para consumo de combustible en procesamiento de gas (cantidad de gas natural que se utiliza como “Combustible de la Planta”) y producción de procesamiento de gas de Estados Unidos. Se utilizó el volumen total de combustible de la EIA bajo el supuesto de que el 80% del combustible que se consume es para uso de los motores y turbinas en una planta típica de procesamiento. Además, el consumo de combustible se divide entre motores y turbinas en un 46% y 54%, respectivamente, utilizando las relaciones actuales caballaje-hora publicadas en el Inventario de la EPA. Estos estimados tanto para motores como para turbinas se dividieron entre la producción total de gas procesado en Estados Unidos y se estableció la proporción de la producción de gas procesado por región. El resultado final de estos cálculos fue una cifra de consumo de combustible por región en millones de pies cúbicos estándar de gas natural quemado.

Los factores de emisiones se actualizaron y siguieron la misma metodología descrita en la sección B.3.2.4.

⁷³ Emisiones de metano provenientes del equipo de procesos en sitios de producción de gas natural en Estados Unidos
<http://dept.ceer.utexas.edu/methane/study/>

A.3.3.5. Deshidratadores y Bombas Kimray

Los deshidratadores y las bombas Kimray siguieron una metodología similar a la de Producción de Gas (3.1.10).

A.3.3.6. Venteos para la extracción de gas ácido, purgas/venteos y dispositivos neumáticos

La actividad para los venteos para la extracción de gas ácido (AGR) se calculó al tomar la relación de 1992 de los venteos AGR de las plantas procesadoras de gas en Estados Unidos del Inventario de la EPA y multiplicando dicha relación por las plantas de procesamiento de gas en México. Los dispositivos neumáticos no están divididos entre alta purga, baja purga o purga intermitente en este segmento, sino que siguen la convención del Inventario de la EPA de tener solamente una fuente. El factor de actividad de los dispositivos neumáticos utilizando dicha convención es simplemente el número de plantas de gas, cifra que se conoce a partir de la metodología antes descrita para plantas de procesamiento de gas en México. Las purgas y el venteo también siguen una metodología similar a la de los dispositivos neumáticos y también tienen el número de plantas de gas como su actividad.

En las tres fuentes, se utilizaron los factores de emisiones del Inventario de la EPA para cada región de acuerdo con sus datos representativos.

A.3.4. Transmisión de Gas

A.3.4.1. Fugas de ductos

La actividad de la fuga de ductos se establece a partir de las millas totales de ductos de transmisión en México. Los datos se obtuvieron de la información publicada en 2013 de la SENER de acuerdo con la Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. Esta información se conjuntó para todo el segmento de transmisión costa adentro de México y se convirtió en millas. El factor de emisiones se obtuvo del Inventario de la EPA

A.3.4.2. Estaciones de compresores de transmisión

La actividad para las estaciones de los compresores de transmisión también se obtuvo de la Prospectiva de la SENER de acuerdo con la sección ESTACIONES DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL, 2013 de dicho informe. De acuerdo con el informe, existen alrededor de 20 estaciones de compresores en México con capacidades de instalación variables.

El factor de emisiones para las estaciones de compresores se obtuvo del Inventario de la EPA.

A.3.4.3. Compresores reciprocantes y centrífugos

Los factores de actividad para los compresores se estimaron a través de dos pasos. Primero, se obtuvo un corte de datos preliminar del Anexo del Sistema de Transporte de Pemex (PTSA) para establecer el número de compresores en ciertas estaciones de compresores. Después, dados los datos obtenidos en el paso 1, se usaron datos de la industria para asignar los compresores a las estaciones de compresión de acuerdo con las capacidades instaladas, los requerimientos de equipo de respaldo, etc. El análisis resultante produjo un total de 29 y 25 compresores centrífugos y reciprocantes respectivamente. Para los compresores centrífugos se utilizaron las publicaciones GMI de PEMEX para establecer la división entre sellos húmedos y secos. De acuerdo con el porcentaje reportado públicamente de PEMEX de compresores con sellos húmedos, dicho porcentaje es de 70%. Se siguieron pasos similares para dividir la actividad de las válvulas de purga y de aislamiento en congruencia con la metodología usada para recolección y recompresión.

Los factores de emisiones tanto para compresores recíprocos como para centrífugos también se generaron en congruencia con los del segmento de recolección y recompresión, es decir, se tomaron de la Subsección W, del Inventario de la EPA y del memorándum del compresor EDF con datos de las emisiones de sellos centrífugos.

A.3.4.4. Gases de escape de motores y turbinas

El consumo de combustible de motores y turbinas en el segmento de transmisión también se estimó en dos pasos. Primero, como impulsor, se calculó la relación del consumo total de combustible por ductos en Estados Unidos de la EIA a las millas totales de ductos de transmisión en Estados Unidos y se aplicó a las millas totales de ductos de transmisión en México. Después, el consumo de combustible se dividió entre motores y turbinas de acuerdo con el estimado de compresores recíprocos y centrífugos de México y con la relación de millones de caballos-hora para los compresores recíprocos y centrífugos respectivamente, del Inventario de la EPA. Considerando que el 90% del combustible se utilizó para compresión, entonces se calcularon los estimados para los gases de escape totales de los motores y las turbinas. Los factores de emisiones siguieron una metodología similar a la de los otros segmentos para los gases de escape de motores.

A.3.4.5. Dispositivos neumáticos

La actividad de los dispositivos de alta purga, baja purga y purga intermitente se estableció tomando de la Subsección W, las relaciones de cada dispositivo respectivamente para reportar las estaciones de transmisión de Estados Unidos. Dicha relación entonces se multiplicó por el número total de estaciones de transmisión en México para cada dispositivo que llegara a su actividad respectiva.

Los factores de emisiones se aplicaron de acuerdo con una metodología similar como se describe en otras secciones, principalmente citando los estudios EDF sobre la medición de las tasas de fugas de dispositivos.

A.3.4.6. Fugas de la válvula de vaciado

Esta fuente de emisiones siguió una metodología similar a la de recopilación y recompresión, por medio de la cual se considera que hay una válvula de vaciado de la torre de lavado por compresor. El factor de actividad de las válvulas de vaciado de la torre de lavado es la suma de los factores de actividad individuales para compresores recíprocos y centrífugos controlados y no controlados. El factor de emisión también se derivó de los datos de la Subsección W de acuerdo con el segmento de transmisión.

A.3.4.7. Venteo de ductos

La actividad del venteo de ductos fue simplemente el total de millas de ductos de transmisión como se calculó antes en este segmento. El factor de emisiones se obtuvo del Inventario de la EPA.

A.3.4.8. Venteo de estaciones de transmisión

Se utilizó el número total de estaciones de transmisión de México como la actividad para el venteo de las estaciones de transmisión. El factor de emisiones se obtuvo de la Subsección W calculando las emisiones por purga y reportando el número de estaciones del segmento de transmisión durante 2011-2013 y promediando el factor de emisiones resultante. El valor resultante se aplicó como factor de emisiones para el venteo de las estaciones de transmisión en México.

A.3.5. Gas Natural Licuado (terminales de importación/exportación)

Además de las terminales de importación y almacenamiento señaladas a continuación, otras fuentes de GNL siguieron una metodología similar a la descrita en otros segmentos de este Anexo.

A.3.5.1. Terminales de importación/exportación

No hay gran actividad en México de las terminales de importación/exportación de GNL. Sin embargo, se identificaron tres terminales de importación activas de acuerdo con la investigación realizada en el año 2013⁷⁴. Las emisiones para dichas terminales se estimaron utilizando un factor de emisiones del Inventario de la EPA.

A.3.5.2. Terminales de almacenamiento

Esta fuente no se considera como una fuente importante de emisiones en el inventario de emisiones de México.

A.3.6. Distribución de Gas

La distribución de gas en el inventario base de México sigue la metodología del inventario de la EPA con tres principales diferencias. Primero, cada fuente se basa en el consumo de gas residencial o en las millas de la red específica para México. Segundo, los kilómetros totales de la red de distribución se obtuvieron de la SENER⁷⁵, y el consumo de gas residencial también se obtuvo de la SENER. La tercera diferencia entre la metodología de México y el inventario de la EPA, fue que la aplicación de los factores de emisiones proviene de un estudio de EDF sobre fugas en sistemas de distribución⁷⁶. Los factores de emisiones resultantes del estudio de EDF son significativamente menores que los valores del Inventario de la EPA. Es importante resaltar que dichos factores se aplicaron a todas las fuentes a excepción de: residencial, comercial/industrial, válvulas de alivio, purgas de ductos (mantenimiento) e incidentes menores.

A.3.7. Producción petrolera – costa adentro

A.3.7.1. Vento de tanques de crudo

Los datos de actividad para los tanques de crudo se basó en la producción de petróleo específica de cada región de acuerdo con el informe anual de PEMEX 2013. Adicionalmente, se utilizaron los datos reportados a la Subsección W para actualizar los factores de emisiones del venteo de los tanques de condensados. Los datos tomados de la Subsección W fueron regionales e incluyeron la gravedad API promedio, la presión del separador y la temperatura del separador. Entonces se utilizaron estos datos para correr simulaciones en el software del API E&P Tank™ para desarrollar nuevos factores de emisiones. Entonces los factores de emisiones para cada región se aplicaron a las regiones de México de

⁷⁴ Terminales de importación de GNL

<http://www.globalnginfo.com/world%20lng%20plants%20&%20terminals.pdf>

⁷⁵ Millas de distribución de la SENER.

<http://www.energia.gob.mx/res/403/Elaboraci%C3%B3n%20de%20Gas.pdf>

⁷⁶ Las medidas directas muestran reducción de las emisiones de metano provenientes de los sistemas de distribución de gas natural en los Estados Unidos.

<http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es505116p>

acuerdo con sus datos sustitutos. De acuerdo con los datos de las empresas operadoras en México, se consideró que 10% de los tanques contaban con medidas de control.

A.3.7.2. Venteo de la válvula de vaciado de los tanques de crudo

La actividad y los factores de emisiones para el venteo de las válvulas de vaciado se estimaron utilizando una metodología similar a la descrita para el segmento de recolección y recompresión.

A.3.7.3. Dispositivos neumáticos

La actividad y los factores de emisiones para los dispositivos neumáticos (alta purga, baja purga y purga intermitente) se estimaron utilizando una metodología similar a la descrita para el segmento de recolección y recompresión. Se utilizaron datos del segmento de producción de petróleo de la Subsección W de acuerdo con los datos sustitutos regionales.

A.3.7.4. Bombas de inyección de químicos (neumáticas)

La actividad para las bombas de inyección de químicos en el segmento de producción de petróleo, se tomaron de acuerdo con el modelo de Inventario de Petróleo de Estados Unidos basado en el informe Radian de 1999⁷⁷. La única diferencia es que se utilizó el número de pozos petroleros de México para establecer la actividad de las bombas de inyección de químicos, en lugar del número de pozos de los Estados Unidos.

El factor de emisiones para las bombas de inyección de químicos proviene del Inventario de la EPA.

A.3.7.5. Terminaciones de pozos petroleros

La actividad de las terminaciones proviene del Manual Estadístico 2013 de PEMEX y del informe anual. Se evaluaron los pozos sin fracturado hidráulico como parte de este inventario de emisiones. Se utilizaron los datos reportados a la Subsección W para generar los nuevos factores de emisiones para uso en México para ambas fuentes de emisiones.

A.3.7.6. Mantenimiento de pozos petroleros

Se utilizó la misma metodología que para las terminaciones de pozos para generar la actividad y el factor de emisiones para el mantenimiento.

A.3.7.7. Quema de “gas varado” y venteo de los pozos petroleros

Se obtuvieron los volúmenes de quema y venteo a alto nivel (costa afuera y costa adentro) y después se distribuyeron a lo largo de las diversas fuentes de quema y venteo. Los valores para la quema y venteo de fuentes disponibles⁷⁸ además del contacto directo y verificación cruzada con PEMEX proporcionaron el estimado para la división entre los volúmenes de quema y venteo, además de los volúmenes totales de cada caso. Una vez que se obtuvieron los volúmenes totales de venteo y quema, se siguieron los siguientes pasos para distribuir las emisiones a lo largo de las respectivas fuentes:

⁷⁷ Emisiones de metano provenientes de la industria petrolera de los Estados Unidos
<http://www.epa.gov/climatechange/pdfs/radian-petroleum-1999.pdf>

⁷⁸ PEMEX SEC Vented and Flared Volumes
http://www.ri.pemex.com/files/content/Form%206-K%20as%20filed%20June%207,%202013_RR.pdf

- Se calculó un estimado de quema y venteo para el buque FPSO (de flotación, producción, almacenamiento y descarga) con base en los datos publicados de PEMEX sobre cada buque. Se analizaron los parámetros como producción máxima de petróleo, capacidad máxima de gas y capacidad de inyección de gas de los principales buques de PEMEX y de acuerdo con las operaciones del 2013 se obtuvo un estimado de volúmenes de quema y de venteo.
- Entonces se sacó el estimado de quema y venteo para todas las plataformas costa afuera de PEMEX (producción, perforación, compresión, etc.) con base en los datos disponibles de PEMEX y SENER⁷⁹. Cuando no se tuvieron datos disponibles de las plataformas, los volúmenes generales de flotación y venteo se aumentaron según el número de plataformas.
- Con la estimación de los volúmenes de quema y venteo de las operaciones costa afuera, el saldo de los volúmenes de quema y venteo se asignó a la fuente de emisiones de ‘la quema y venteo de “gas varado” de los pozos petroleros’.

Las siguientes ecuaciones describen los pasos anteriores:

$$Onshore_{Flaring} = TotalFlaring_{Reported\ By\ PEMEX} - FPSO_{Flaring\ Estimate} - OffshorePlatforms_{Flaring\ Estimate}$$

$$Onshore_{Venting} = TotalVenting_{Reported\ By\ PEMEX} - FPSO_{Venting\ Estimate} - OffshorePlatforms_{Venting\ Estimate}$$

En algunas áreas se inyecta nitrógeno a los pozos para mejorar la recuperación del crudo. El contenido del nitrógeno podría afectar la cantidad de metano en el gas liberado por venteo.

A.3.7.8. Separadores (ligero y pesado), calentadores/tratadores, y colectores cabezales (ligero y pesado)

La actividad para todas las fuentes se calculó de acuerdo con el Inventario de la EPA para sistemas de petróleo. Gran parte de esta actividad sigue el informe Radian de 1999⁸⁰, que caracteriza estas fuentes de emisiones y genera la actividad con base en producción ligera (gravedad API mayor a 20°) o pesada (gravedad API menor a 20°). El presente estudio obtuvo los porcentajes de producción ligera y pesada directamente del Informe Anual de PEMEX de 2013 y del manual estadístico. Estos porcentajes establecen la división de ligero y pesado para los separadores y colectores cabezales. Se considera que los calentadores/tratadores y colectores cabezales están presentes en ambos pozos de crudo, ligeros y pesados y la actividad se trata de la misma manera que para los separadores.

Los factores de emisiones para las tres fuentes se tomó originalmente del Inventario de la EPA y después se actualizó en los factores de emisión publicados en la Subsección W..

⁷⁹ Algunos ejemplos de fuentes de las plataformas:

Plataforma Abk-A: <http://www.cnh.gob.mx/docs/InfoTrim2014/2014-1ER-TRIM-SPRMSO-APAPCH.pdf>

Plataforma Ku-M : <http://www.cnh.gob.mx/docs/InfoTrim2010/2TerTtrim/AIKMZ.pdf>

⁸⁰ Emisiones de metano provenientes de la industria petrolera de los Estados Unidos
<http://www.epa.gov/climatechange/pdfs/radian-petroleum-1999.pdf>

A.3.8. Producción de petróleo – costa afuera

A.3.8.1. Venteo de los tanques de condensado y de crudo

Los datos de actividad para los tanques de crudo se basan en los datos reportados por PEMEX para producción de condensados y crudo costa afuera de acuerdo con el informe anual de PEMEX 2013. Los factores de emisiones para ambos tanques se consideran iguales a los factores de emisiones de los tanques costa adentro de condensado y crudo respectivamente. De acuerdo con los datos de la industria sobre las operaciones de México, se considera que el 10% de los tanques cuentan con medidas de control.

A.3.8.2. Plataformas costa afuera

Un estudio publicado⁸¹ basado en el Sistema de Datos de Actividades Costa Afuera en el Golfo (GOADS) describe el inventario de emisiones de las operaciones de petróleo y gas en la plataforma continental externa del Golfo de México. Este estudio proporciona la estructura y los datos necesarios para estimar los factores de la actividad y de las emisiones para las plataformas costa afuera por fuente. El estudio utilizó los datos de las emisiones reportadas por GOADS y actualizó los factores de emisiones con base en los datos publicados en la Subsección W. El informe GOADS proporciona datos de los diversos tipos de plataformas y para fines de este estudio, se considera que todas las plataformas de México son de la variedad de ‘aguas someras’, i.e. las plataformas que predominantemente producen petróleo están en aguas someras. Las siguientes fuentes de emisiones se analizaron y se incluyeron en plataformas petroleras en aguas someras:

- Unidades de aminas
- Calderas/calentadores/quemadores
- Motores a diesel y gasolina
- Plataformas de perforación
- Emisiones fugitivas
- Deshidratadoras de glicol
- Operaciones de carga
- Pérdidas por evaporación
- Desgasificación de lodos
- Bombas neumáticas
- Controladores de presión/nivel
- Quema (MSCF/año)
- Venteo (MSCF/año)
- Compresores centrífugos (sellos húmedos)
- Compresores centrífugos (sellos secos)
- Emisiones fugitivas de compresores reciprocantes
- Empaque del vástago recíprocante

⁸¹ Estudio del inventario de emisiones en todo el Golfo, *Bureau of Ocean Energy Management, U.S. Department of the Interior* <http://www.boem.gov/Gulfwide-Offshore-Activity-Data-System-GOADS/>

Para cada una de las fuentes de emisión anteriores, se estableció un ‘calendario para el equipo’ de acuerdo con el tipo de plataforma. Por ejemplo, se considera que las plataformas de producción cuentan con más equipo presente y por lo tanto más fuentes de emisiones fugitivas. La asignación del calendario del equipo se estableció con base en los procesos que normalmente se encuentran en cada tipo de plataforma. Una vez establecido el calendario del equipo para el tipo de plataforma, se estimaron el total de emisiones (por tipo de plataforma) multiplicando el calendario del equipo por el factor de emisiones específico por fuente. La metodología para estimar el número del tipo de plataformas, se describe en la sección de quema y venteo para la fuente de “gas varado” de Pozos de Petróleo’, pero se basó en la información pública de PEMEX y de sus operaciones costa afuera.

Anexo B. Proyección de emisiones al 2020

B.1. Producción de petróleo y gas en México

B.1.1. Introducción

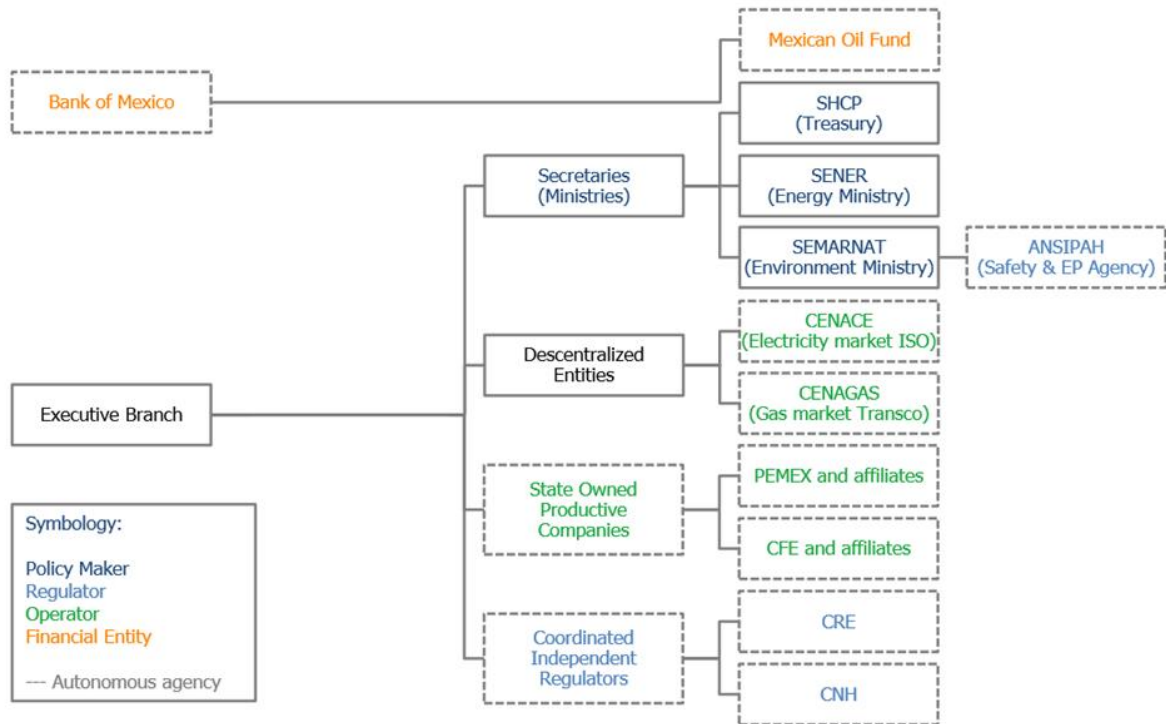
La industria energética en México ha estado dominada históricamente por monopolios paraestatales en ambos sectores, petróleo y gas, así como el de la electricidad.

Con la aprobación de la enmienda constitucional en diciembre de 2013, iniciaron algunos cambios sustantivos e históricos en la estructura del sector del petróleo y gas de México, con el potencial de abrir la exploración y producción, así como las actividades de generación eléctrica a la participación privada. En diferentes grados, las actividades de transporte, logística y venta al menudeo también se ven afectadas. Un cambio importante es el papel de las empresas paraestatales que anteriormente operaban con un mandato exclusivo en los sectores energéticos considerados estratégicos. A partir de la enmienda, dichas organizaciones siguen siendo propiedad del estado, pero ahora deben competir con proveedores terceros. En 2014, el Congreso aprobó las leyes secundarias surgiendo así un nuevo esquema organizacional y expandiendo el número de participantes en el sector energético de México. Especialmente, las leyes secundarias proporcionaron un mapa detallado para la transición, así como cambios importantes en el número de actividades de apoyo.

Los principales actores del sector energético mexicano reformado incluyen a los siguientes:

- Creadores de políticas y dependencias gubernamentales a nivel ejecutivo:
 - SENER o Secretaría de Energía es el equivalente en México al U.S. Department of Energy y desarrolla las políticas de los mercados energéticos a nivel general
 - SEMARNAT es la Secretaría del Medio Ambiente de México y desarrolla las políticas relacionadas con los recursos naturales y el medio ambiente.
- Reguladores:
 - CRE es una entidad independiente organizada dentro de la SENER y está a cargo de regular la transmisión y distribución de energía, similar a la FERC en Estados Unidos
 - CNH está a cargo de regular el sector *upstream*.
 - ASEA (ANSIPAH) es una nueva dependencia a cargo de la regulación del cumplimiento con la seguridad industrial y con el medio ambiente.
- Operadores:
 - Petróleos Mexicanos o PEMEX es el conglomerado de petróleo y gas administrado por el estado, que opera los servicios de *upstream*, *midstream* y *downstream*.
 - Comisión Federal de Electricidad o CFE es el proveedor de energía eléctrica administrado por el gobierno, que opera las plantas de generación eléctrica y los servicios de transmisión y distribución.
 - CENACE está en el proceso de volverse operador independiente de la red eléctrica nacional, absorbiendo ciertas actividades de la CFE e implementando algunas nuevas también.
 - CENEGAS está en el proceso de convertirse en operador integrado del sistema de transporte de gas y también va a adquirir la mayoría de los gasoductos de gas natural de PEMEX.

Figura B-1 – Esquema de la política energética mexicana



Fuente: Presentación de CRE – Reforma Energética de México⁸² - Verano 2014

Banco de México	Secretarías (Ministerios)	Fondo Mexicano para el Petróleo	ANSIPAH (Dependencia de seguridad y protección ambiental)
Poder Ejecutivo	Entidades descentralizadas	SHCP (Hacienda)	
Símbolos: Creadores de políticas Reguladores Operador Entidad financiera	Empresas productivas paraestatales	SENER (Secretaría de Energía)	
		SEMARNAT (Secretaría del Medio Ambiente)	
	Reguladores independientes coordinados	CENACE (Mercado de la electricidad ISO)	
		CENEGAS (Mercado de gas Transco)	
		PEMEX y afiliadas	
		CFE y afiliadas	
		CRE	
--- Agencia autónoma		CNH	

⁸² Presentación CRE

<http://www.narucmeetings.org/Presentations/salazar%20energy%20reform%20in%20Mexico%20an%20overview.pdf>

B.1.2. Observaciones Mayores

Como resultado de las reformas y del análisis realizado en este estudio, el presente anticipa que las actividades de petróleo y gas entre el 2015 y el 2020 en México estarán impulsadas por varios factores:

- a) Enfoque en recuperación mejorada de crudo costa adentro y en aguas someras a lo largo de la costa Este, en sociedad con PEMEX (aunque en los años recientes la producción de petróleo y gas en los campos del Este han estado declinando, especialmente Cantarell);
- b) Dependencia a corto y mediano plazo de las importaciones de gas natural de los Estados Unidos.

Algunas otras estrategias de desarrollo son más inciertas, pero vale la pena resaltar que:

- c) Hay un interés continuo en el potencial de producción costa afuera en aguas profundas a largo plazo en México, pero con poco impacto en la producción durante el periodo del 2015 al 2020. El interés continuo se ve impulsado en parte por los altos precios del petróleo en los últimos años y una creencia general por parte de las partes interesadas de que los niveles actuales no son sostenibles y que los altos precios volverán. Dada la naturaleza a largo plazo del desarrollo de la infraestructura de aguas profundas, es posible que las actividades a corto plazo se desaceleren, pero incluso si continúan, el impacto en la producción muy probablemente se verá hasta después del 2020.
- d) Potencial de un desarrollo incrementado de petróleo y gas no convencional de esquisto en las regiones Norte y Noreste (Chicontepec) posiblemente a finales del período 2015-2020 permitirá un desplazamiento modesto del suministro de la región Este, mayor sustitución de las importaciones de gas natural y refuerzo del potencial de exportaciones de gas natural de la costa del Pacífico de México. El momento y éxito de la implementación dependerá de comprender mejor la geología local, del acceso al agua, de la seguridad regional, de la resolución exitosa de los problemas de las tierras y de contar con personal eficiente para dar servicio a los campos petroleros. Es probable que los mayores impactos en la producción se verán después del 2020.

Muchos factores, especialmente los dos anteriores, se han visto impactados por la reciente caída de los precios del petróleo. Adicionalmente, en los años recientes, se ha incrementado mucho la producción de gas y petróleo en los Estados Unidos de esquisto y crudo no convencional especialmente en las cuencas de Eagle Ford y Permian. Todos estos aspectos se consideraron para la perspectiva de 2015-2020 de México.

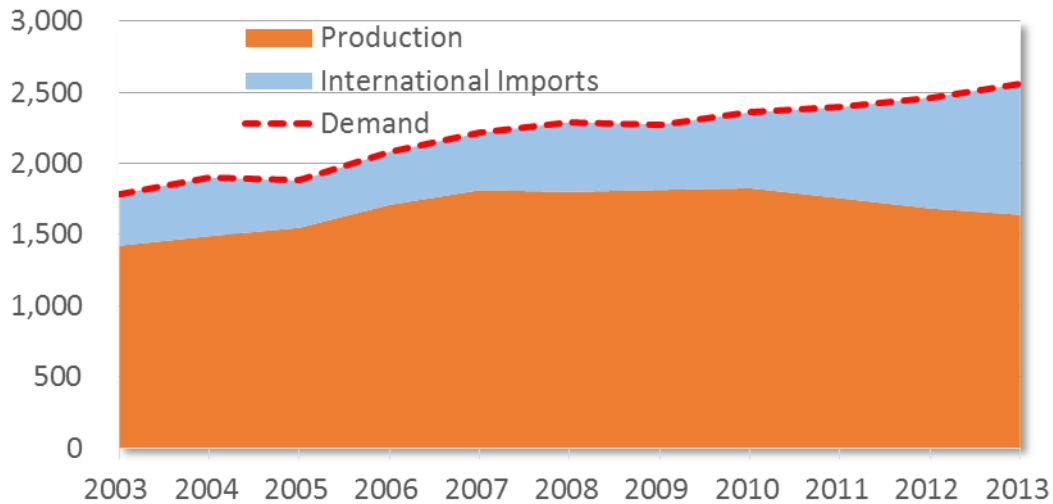
Este estudio inició con una revisión de las tendencias recientes de la oferta y la demanda de petróleo y gas en México.

B.2. Panorama histórico del mercado

La Figura B-2 muestra que la demanda de gas natural en México se ha incrementado notablemente entre 2003 y 2013. La demanda creció 43% entre 2003 y 2013. La producción regional satisfizo el 80% de la demanda en 2003, siguió creciendo hasta 2007 y después empezó a bajar en 2009. En 2013,

únicamente el 65% de la demanda fue satisfecha por la producción nacional, el saldo restante se suministró a través de importaciones de los Estados Unidos.

Figura B-2 – Saldo histórico de la oferta y la demanda de gas natural en México (MMMpc/año)

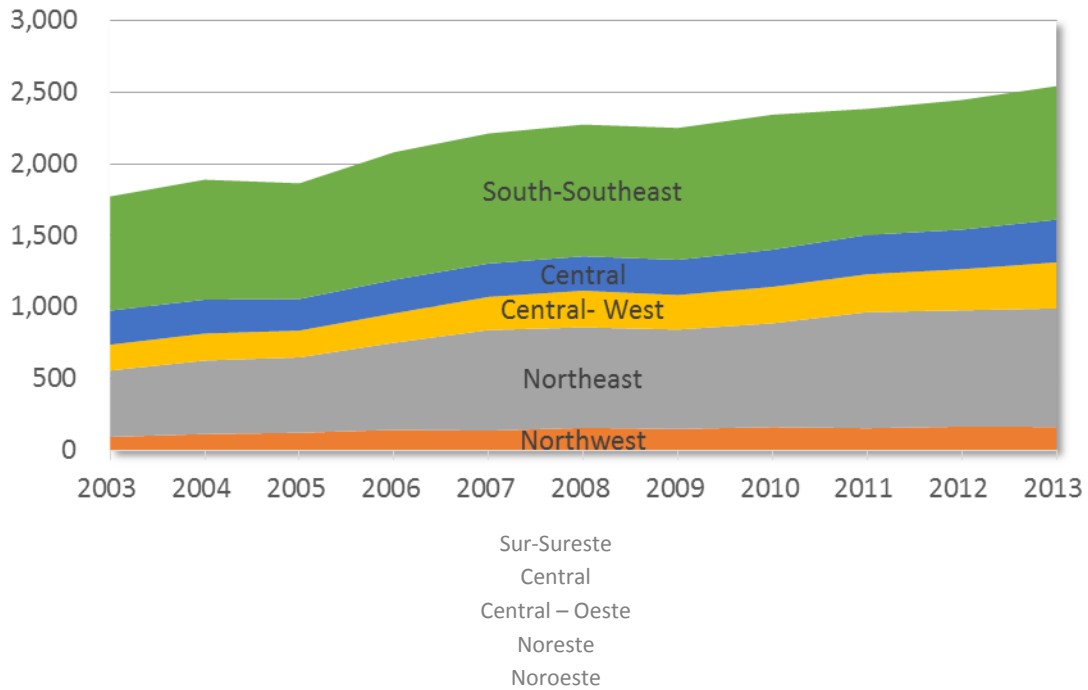


Fuente: SENER

Producción
Importaciones internacionales
Demanda

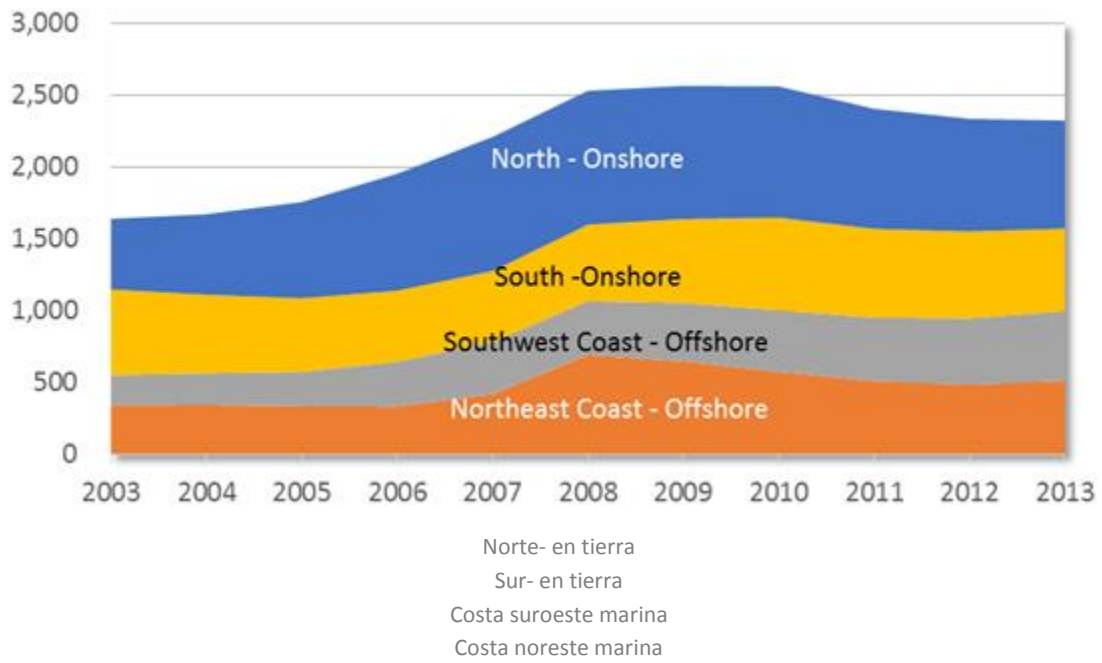
La Figura B-3 muestra el desglose regional de la demanda de gas natural entre 2003 y 2013. La demanda regional en el Sur-Sureste se redujo durante el periodo, de 45% de la demanda total en 2003 a 37% en 2013. La región Noreste fue la que creció más durante el periodo, de 26% de demanda total en 2003 a 33% en 2013. Las regiones Central y la Noroeste crecieron nominalmente en el periodo de 10 años.

Figura B-3 – Demanda histórica de gas natural en México por región (MMMpc/año)

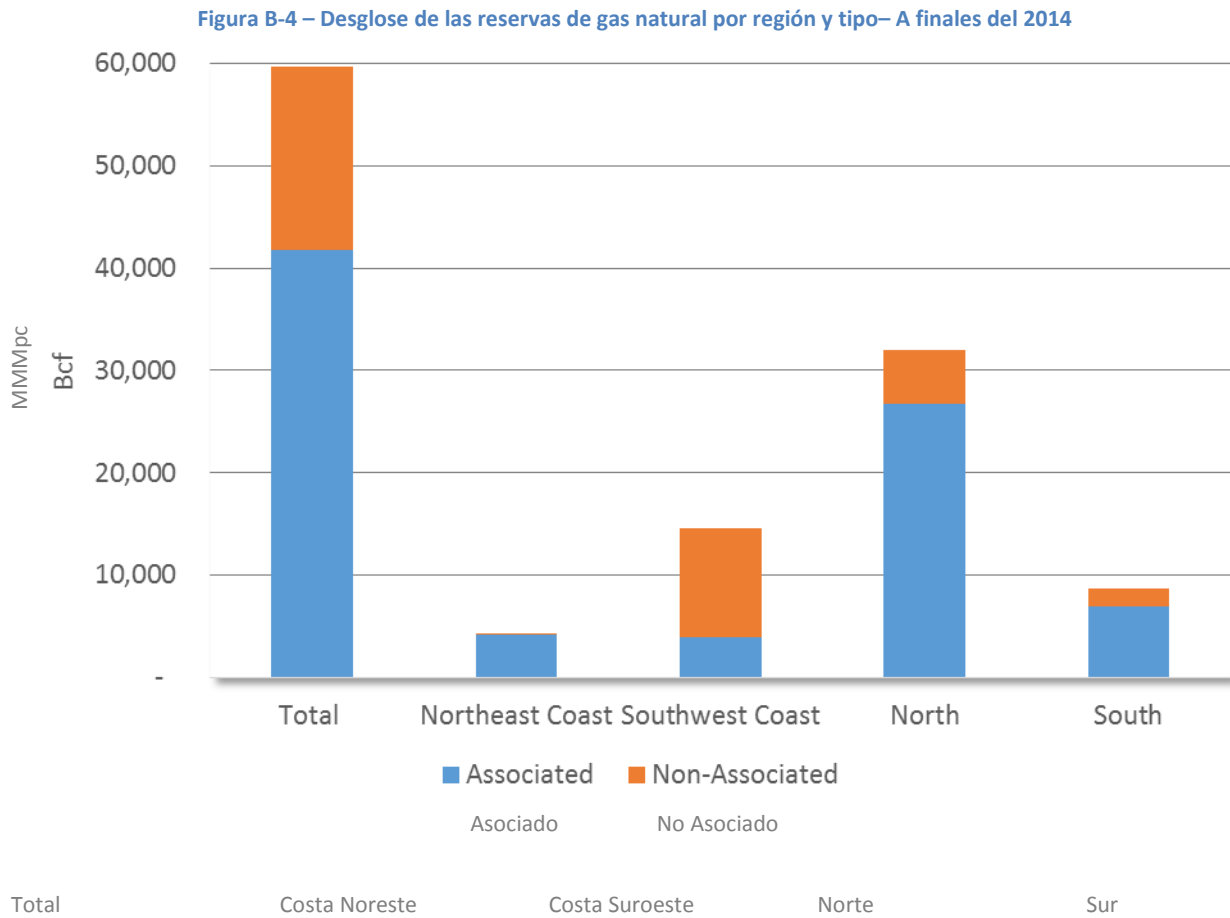


La Figura B-4 muestra el desglose regional de la producción de gas natural entre 2003 y 2013. La producción nacional total creció 42% durante el periodo de 10 años. La producción creció sustancialmente entre 2003 y 2008, y empezó a decrecer ligeramente en 2010. Todas las regiones a excepción de la región Sur costa adentro, crecieron durante el periodo, con rangos de 50% a 120% de crecimiento. La costa Sureste – región marina, tuvo la mayor producción total, creciendo del 13% de producción nacional total en 2003 al 21% en 2013. La región Sur costa adentro perdió importancia en la producción nacional de manera general durante el periodo, bajando la producción nacional total del 36% de producción nacional total en 2003 a 25% en 2013. La mayoría de la producción de gas costa adentro en el Sur es gas asociado.

Figura B-4 – Producción histórica de producción de gas natural en México por región (MMMpc/año)



La Figura B-5 muestra el desglose de las reservas de gas natural de México por región y tipo hacia finales del 2014.



B.3. Metodología

Para esta investigación, se utilizaron datos de una variedad de fuentes públicas disponibles. Los informes de la SENER proporcionan datos históricos anuales de un rango de estadísticas de petróleo y gas. PEMEX también proporciona datos adicionales públicos. Los datos de PEMEX son principalmente históricos y proporcionan información de la producción de petróleo y gas por tipo y por región. El Sistema de Información Energética (SIE) de la SNER incluye las proyecciones de producción de petróleo y gas con base en diferentes escenarios desarrollados por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), con datos de la CFE, EIA, PEMEX y SENER.

SENER supervisa un proceso diseñado para desarrollar una perspectiva futura del sector. Como parte del proceso Prospectiva, también se realizan pronósticos sobre la demanda futura de energía. SENER saca una Prospectiva cada año. La Prospectiva del 2014 se terminó en el tercer trimestre del 2014 y por ello, los proyectos anunciados más recientemente (así como los proyectos retrasados) pueden alterar la perspectiva una vez publicada. SENER desarrolla las expectativas y los escenarios del desarrollo nacional (oferta, demanda nacional, y otras variables, especialmente las importaciones de Estados Unidos y las importaciones internacionales de GNL).

Este estudio revisó dichos datos en vista de los recientes desarrollos referentes a la reforma energética y modificó la oferta y demanda resultante para adecuarla a los más recientes desarrollos. El estudio también desarrolló un pronóstico de los pozos productores de petróleo y gas necesarios para respaldar las adiciones previstas por la SENER.

B.3.1. Supuestos

El presente estudio usa los siguientes supuestos para desarrollar sus pronósticos sobre la oferta y la demanda en México:

- Tasa de crecimiento del PIB:
 - Para México del 2015 al 2020: Secretaría de Energía de México.
 - 4.9% por año.
 - Consistente con la perspectiva de la Secretaría, que un crecimiento sustantivo del PIB sigue a los bajos costos energéticos y que la producción actual de bienes y servicios no satisfacen totalmente la demanda.
- Crecimiento de la demanda de electricidad:
 - Para México del 2015 al 2020: Secretaría de Energía de México.
 - 4.4% por año.
 - Consistente con la perspectiva de la Secretaría, que un crecimiento sustantivo de la electricidad sigue el crecimiento del PIB y que los niveles actuales de consumo de energía no satisfacen totalmente la demanda.
- Las tendencias demográficas son consistentes con las tendencias de los últimos 20 años.
- Clima proyectado – consistente con los patrones estacionales promedio de los últimos 20 años
- Varios esfuerzos de energía limpia a través de propuestas de ley legislativas, pero ninguno adoptado en su totalidad.
- La capacidad de generación renovable se incrementa modestamente a tasas similares a las del programa de banca energética.

- La adopción de programas de gestión de la demanda eléctrica y de medidas de conservación y eficiencia conservación, continúa y es consistente con la historia reciente.
- Se considera que las plantas nucleares tengan una vida máxima de 60 años.
- Las reformas energéticas implementadas están en línea con la enmienda constitucional de diciembre 2013 y la aprobación de las leyes secundarias en agosto del 2014.
- El entorno actual de los precios del petróleo ha modificado el proceso inicial de la ronda cero/ ronda uno.
- Las adiciones de recursos no convencionales se concentran principalmente en reducir los requerimientos de las licitaciones. Muchos lo interpretan como un apoyo a la mayor participación de las empresas locales.
- Las reservas de gas recuperables económicamente y los recursos en México de gas natural son consistentes de manera general con los estimados de la EIA y de la SENER.
 - Categorías 1P, 2P y 3P
 - 3P – 2.046 Mil billones de pies cúbicos
 - Base de recursos recuperables técnicamente 545 Mil billones de pies cúbicos
- El desarrollo de la oferta de gas se espera sea consistente con los niveles recientes.
 - La perspectiva considera precios a corto plazo de \$45-60/barril de crudo y el precio futuro \$77/barril (2014 USD).
 - La eficiencia operativa de la compañía es consistente con la perspectiva de la SENER.
 - No se esperan restricciones significativas adicionales sobre el fracturado hidráulico, además de las restricciones actuales.
- No se incluyeron anuncios sobre gasoductos no convencionales adicionales.
- No se esperan restricciones significativas en los permisos y fracturado de pozos, encima de las restricciones existentes.
- Demanda de gas – Consistente con los estimados de la SENER incluyendo la reinyección para el mantenimiento de la presión de los campos existentes.
- Suministro en aguas profundas costa afuera / no convencional – Consistente con los estimados de producción de la SENER y PEMEX en cuanto a la base de recursos.
- La expansión de la capacidad de los ductos en los siguientes 4 a 5 años es consistente con los proyectos anunciados.
 - A la larga, la capacidad de los ductos se va a expandir como se anunció
 - Las metas establecidas por la CFE se examinaron por separado del Plan de Infraestructura Nacional de la SENER.
- Algunas de las terminales de gas natural en la costa Este y Oeste de México tienen contratos y financiamiento de proyectos y actualmente están en operación como instalaciones de importación.
 - Estas están en línea y son consistentes con la perspectiva actual de la SENER.
- Recientemente, PEMEX propuso una nueva instalación de exportación de gas natural en la costa Oeste.
 - Este proyecto será analizado y comparado con los resultados anunciados de un estudio de la SENER.
- Las relaciones de gas a petróleo se mantienen constantes a los valores de Mayo 2015 y hasta el 2020 tanto para operaciones costa adentro Norte y Sur, como para operaciones marinas Noreste y Suroeste.

- Las proyecciones de petróleo se hicieron para cada región por separado con base en las tendencias de producción histórica.
- La producción de gas asociado se estimó considerando las proyecciones de petróleo y la relación gas a petróleo específico por región. El gas no asociado como el saldo considerando las tendencias generales de la oferta y demanda y las capacidades de producción nacional.
- Se evaluaron las terminaciones regionales y las tasas de retiro para estimar el crecimiento de los pozos productores y hacer las proyecciones del número de pozos.

B.4. Resultados del modelo

Las siguientes tablas muestran las proyecciones de petróleo y gas natural en 2013 y 2020. Como se señala en la sección de la metodología, dichas proyecciones han sido reportadas por la SENER con los ajustes de este estudio..

Tabla B-1 – Perspectiva de la producción de gas en México (MMMpc/año)

Saldo nacional de gas (MMMpc/año)	2013	2020
Producción doméstica nacional	2,324	2,153
Región marina noreste	515	565
Región marina suroeste	484	581
Sur	573	382
Norte	752	625

Fuente: SENER e ICF International

Tabla B-2 – Perspectiva de la producción de petróleo en México (Mbbl/año)

Saldo nacional de petróleo (Mbbl/año)	2013	2020
Producción doméstica nacional	920,577	788,648
Región marina noreste	475,801	359,558
Región marina suroeste	216,396	258,510
Sur	175,491	113,161
Norte	52,889	57,418

Fuente: SENER e ICF International

La producción nacional total de gas en la Tabla B-1 es menor a la demanda proyectada. Este “monto restante” debe satisfacerse ya sea a través de una producción local adicional (a través de Rondas o actividad adicional de PEMEX) o de importaciones (principalmente de Estados Unidos). Desde la perspectiva de la oferta, la opinión de este estudio es que el monto restante podría ser satisfecho con importaciones de los Estados Unidos y no con la producción local. ICF señala que el total del 2020 es consistente con la opinión del estudio sobre las importaciones esperadas en 2017 y 2018. Esto respalda la noción de que es poco probable que la producción de gas en México pueda satisfacer la demanda. El Modelo de Mercados de Gas (GMM) de ICF también predice un incremento triple en las exportaciones por gasoducto de Estados Unidos hacia México durante el periodo de 2013 a 2020.

La Tabla B-2 resalta un decremento general en la producción de petróleo en México del 2013 al 2020, con una parte significativa proveniente de la región marina noreste debido al declive continuo del campo Cantarell. Una producción incrementada probablemente vendría de la actividad en la región marina suroeste y en la región costa adentro norte, siendo la región más notable la de Chicontepec. Aunque la región de Chicontepec es la que tiene las reservas más vastas probadas, la historia ha demostrado que la región presenta retos importantes que han limitado su potencial de producción. Los pronósticos de este estudio no esperan cambios significativos en la producción de la región de Chicontepec durante el período de 2013 - 2020.

En cuanto el número de pozos de petróleo y gas, la Tabla B-3 muestra el número de pozos proyectados para el 2020 por región y tipo. Dados los continuos intentos por encontrar nueva producción y la necesidad de mantener pozos marginales, el número total de pozos de México se pronostica que crezca en 19% del 2013 al 2020. La mayoría de este crecimiento se proyecta para pozos de petróleo con un crecimiento general de 24%, mientras que para los pozos de gas se estima un crecimiento de 11%. Las proyecciones de la SENER para pozos perforados, y a la larga productores, entre 2013 y 2020, son más agresivas que los estimados en este estudio. De acuerdo con la metodología y los supuestos descritos, este estudio piensa que parte de dicha actividad se retrasará y no se alcanzará en el periodo de 2013 – 2020, especialmente considerando las tendencias históricas de terminación de pozos y tasas de retiro.

Tabla B-3 – Perspectiva del conteo de pozos en México (Cantidad)

Número de pozos de producción de petróleo / gas (cantidad)		2013		2020	
		Petróleo	Gas	Petróleo	Gas
Región	Ubicación				
Marina noreste	Costa afuera	396	-	441	-
Marina suroeste	Costa afuera	163	-	207	-
Sur	Costa afuera	1,258	82	1,396	85
Norte	Costa afuera	4,692	3,245	6,010	3,601
<i>Sub-Total</i>		6,509	3,327	8,054	3,686
Total		9,836		11,740	

Fuente: ICF International, SENER

B.4.1. Observaciones

Para comprender mejor la producción en 2013 y los estimados para el 2020, el presente estudio utilizó los informes de la SENER y de PEMEX, así como investigación y análisis adicional para asegurarse de que las proyecciones coincidan con las expectativas del estudio sobre el crecimiento de la demanda y el crecimiento de la producción de México. Las siguientes observaciones se consideran relevantes:

Papel de PEMEX

- La Prospectiva sobre el equilibrio de la oferta y la demanda de gas se desarrolló considerando que PEMEX seguirá jugando un papel muy importante como proveedor de nuevos abastecimientos durante el periodo 2015 - 2020.
- Adicionalmente, la Prospectiva prevé contribuciones importantes al suministro de gas de acuerdo con los resultados preliminares de las Rondas (adición al suministro por parte de nuevos participantes internacionales) y con el proceso de licitación/asignación iniciado en el 2015. Dichas adiciones al suministro de gas podrían usarse en diversas formas– para satisfacer una parte de la demanda nacional o para exportación.
- PEMEX ha dicho públicamente que espera asociarse con empresas internacionales para mejorar su perfil de reservas y de producción. Algunos acuerdos se han firmado (menos de 40) hasta el momento de la redacción de este documento.
- Si estos desarrollos pendientes se llevan a cabo, ICF espera que tengan un impacto positivo en los campos de la Ronda Cero, aún en manos de PEMEX. Una recuperación mejorada tiene el

potencial de detener el declive a corto plazo de la productividad de los pozos. Aunque no dicho públicamente por PEMEX o la SENER, algunos participantes de la industria creen que sería razonable considerar escenarios de producción en los que se hagan adiciones por pozo, lo que por lo menos mantendría los niveles del 2013; otros creen que dichas eficiencias podrían incrementarse en años futuros.

Papel de las Rondas

- Existe una incertidumbre considerable en torno al éxito de las Rondas y su potencial impacto en la producción y en las reservas. Estos procesos abren prospectos a los participantes internacionales de una manera más directa. Las primeras propuestas tenían una fecha límite para Julio 2015.
- Recursos en tierra y en aguas someras: En general, este estudio considera que dichas rondas de licitación tienen la posibilidad de progresar aun cuando los precios del petróleo estén en niveles más bajos. Una extensa participación y las asignaciones exitosas a los nuevos jugadores, puede crear confianza en las adiciones al suministro previstas por la Prospectiva si se materializan como se espera en el periodo 2015 -2020.
- Recursos en aguas profundas: De acuerdo con las conversaciones sostenidas con los participantes de la industria, existe un interés continuado en dichos bloques y rondas. Sin embargo, la opinión de este estudio es consistente con la opinión de la Prospectiva del impacto de este componente de “Gran Proyectos” en PEMEX; es decir, el impacto de estas actividades en aguas profundas, principalmente se verá después del 2020.
- Recursos no convencionales: Debido en parte al menor precio del petróleo en 2H2014 y 1H2015, el desarrollo de estos recursos no convencionales (principalmente de lutita) se ha retrasado modestamente en comparación con el programa inicial de desarrollo debido a cambios en las ofertas programadas y en los términos de dichas ofertas. De acuerdo con conversaciones con los participantes de la industria, este estudio considera que las adiciones a la producción podrían estar sujetas a retrasos, debido en parte a dudas sobre el acceso a tierra, derechos del agua, desarrollos de la compañía de servicios y disponibilidad de personal capacitado. Dichos factores probablemente limiten la contribución temprana de dichos recursos al perfil de producción entre 2015 y 2020.

Número de pozos

- Actualmente, existen limitaciones sobre las proyecciones confiables referentes al número de pozos debido a los cambios estructurales ya iniciados y pendientes. Este estudio utilizó datos históricos a nivel de pozos de PEMEX y adiciones y comparó dicha información con los campos similares de los Estados Unidos. Una limitación es que las tasas de recuperación no están disponibles en México. Por lo tanto, esta extrapolación se basó en parte, en una comprensión limitada de la geología de los campos de petróleo y en las tendencias de las terminaciones y retiros a lo largo del tiempo.
- Además, los datos sobre la división de pozos en tierra o en la región marina, son limitados. Como resultado, aunque las proyecciones del conteo de pozos se basan en las proyecciones de la SENER y en tendencias regionales históricas, existen datos limitados que afectan la solidez de estos estimados.

- La Prospectiva espera una producción sustantiva y un incremento de reservas gracias a las Rondas y a la participación internacional. Las opiniones de los participantes de la industria sobre la viabilidad de un incremento en la producción, divergen enormemente.
- El conteo de pozos se preparó considerando ambas actividades, las de recursos asociados y no asociados (es decir, tanto recuperación de petróleo, como de gas) y se reportaron como un número compuesto representativo de lo que podría necesitarse para satisfacer la demanda de gas prevista en la Prospectiva.

Demanda de gas

- Para el periodo 2015 -2020, este estudio utilizó datos y proyecciones históricas de la SENER, así como la opinión del estudio de cómo evolucionará la demanda de electricidad para petróleo y gas con el tiempo. Este estudio también revisó los proyectos que la CFE anunció y tiene planificados, algunos de los cuales aún no se incluyen en la Prospectiva.
- Aunque el nivel del crecimiento general de la demanda de gas es elevado de acuerdo con los estándares de los Estados Unidos y Canadá, se considera que actualmente el consumo está materialmente por debajo de la demanda, lo que refuerza la idea de un alto crecimiento.
- En resumen, el nivel general del crecimiento de la demanda seguirá variando dependiendo de las condiciones macroeconómicas internacionales y de los prospectos, pero sería razonable esperar que supere al crecimiento de la demanda subyacente de los Estados Unidos y Canadá.

Importaciones de Gas

- Dado el potencial de adiciones futuras de la CFE a los activos *midstream* y al equipo de generación eléctrica (incremento de la demanda del uso final), las proyecciones de la demanda de Prospectiva podrían demostrar ser conservadoras.
- En June de 2015, la CFE anunció proyectos para ductos adicionales durante el periodo 2015-2018 además de anuncios previos de adiciones en 2013 y 2014. La razón principal de dichas adiciones es facilitar las adiciones a la generación eléctrica (a través de laterales) y destrabar las importaciones durante el periodo 2015-2020.
- Algunos participantes del mercado son más agresivos en sus perspectivas sobre las importaciones, que la Prospectiva más reciente de la SENER; sin embargo, muchas de esas diferencias se presentarán en el horizonte entre 2020 y 2022.
- La Prospectiva proyecta que las importaciones entre 2019 y 2020 se reducirán en comparación con 2018 debido a la entrada de la nueva producción local durante ese periodo. Este estudio comparte la opinión de la SENER hasta el 2018, pero señala que ahora es más probable que las adiciones a la producción local (por las Rondas), se retrase hasta 2019 ó 2020. Como resultado de ello, en la opinión de este estudio, el déficit en la producción muy probablemente vaya a ser cubierto por un mayor número de importaciones de los Estados Unidos en 2019 y 2020.
- En general, la Prospectiva prevé mayores exportaciones de gas hacia los Estados Unidos después del 2020.
- Como consecuencia, aunque este estudio da cuenta de las sustantivas y extensas esperanzas reflejadas en Prospectiva de que exista un incremento en la producción nacional de México para finales del periodo 2018-19, periodo asociado con las Rondas, con base en las conversaciones y la perspectiva de este estudio sobre las condiciones locales, la opinión de este estudio es que es

muy probable que las importaciones seguirán hasta dicho periodo y algunos o la mayoría de los incrementos en la producción local serán diferidos hasta después del 2020. Esta opinión está respaldada por el Modelo de Mercados de GAS de ICF.

Importaciones y Exportaciones de Gas Natural Licuado

- SENER, PEMEX y CRE proporcionan datos históricos sobre las importaciones de GNL. Este estudio revisó y analizó dichas fuentes para trazar una perspectiva futura de las importaciones para el periodo 2015-2020, y comparó estos análisis con las proyecciones de Prospectiva de la SENER.
- En general, este estudio sigue las expectativas y resultado de la SENER. De manera general son importaciones caras y es probable que estén bajo presión (y potencialmente muy bajas) debido a la competencia de precios en las importaciones de gas en Estados Unidos y los aumentos esperados en la capacidad de entrega a los Estados Unidos en 2017.
- Sin embargo, podrían necesitarse importaciones de GNL por parte del sistema eléctrico para compensar una mayor producción de electricidad por una baja producción hidroeléctrica, así que las importaciones en tan solo un año podrían variar de acuerdo con las expectativas planificadas.
- En resumen, este estudio respalda el pronóstico de la SENER reconociendo que la producción hidroeléctrica y el clima pueden crear la necesidad de que México temporalmente reciba carga de GNL.
- PEMEX ha dicho públicamente que tiene planes para construir una instalación de exportación de GNL. Este estudio considera que otras entidades del sector privado tienen el mismo interés.
- Sin embargo, actualmente esos planes requerirán destrabar la adición de ductos y no han avanzado lo suficiente para poder ser considerados como “construcciones en firme” por parte de este estudio. Este estudio también señala que dichos planes no se han incluido de manera clara en la Prospectiva 2014 de la SENER.
- Como resultado, este estudio los alerta sobre cambios potenciales en el balance de la oferta y la demanda, pero dado el estado actual de desarrollo, lo más temprano que este estudio esperaría ver operaciones comerciales sería en el periodo de 2019 ó 2020. De acuerdo con la SENER, este estudio no ha incluido dichos volúmenes potenciales en el saldo de la oferta y la demanda.

B.5. Resumen, tablas y tablas de proyecciones para México

En resumen, el análisis de este estudio indica que algunos desarrollos de proyectos y retrasos principalmente relacionados con recursos no convencionales en la Ronda 1 y en los procesos subsecuentes de rondas de licitaciones para operaciones en tierra anunciados a finales del 2015 y principios de 2015, ponen en duda algunos supuestos de Prospectiva 2014. Hay que señalar que la Prospectiva 2014 se redactó antes de la fuerte caída de los precios del petróleo en el cuarto trimestre de 2014.

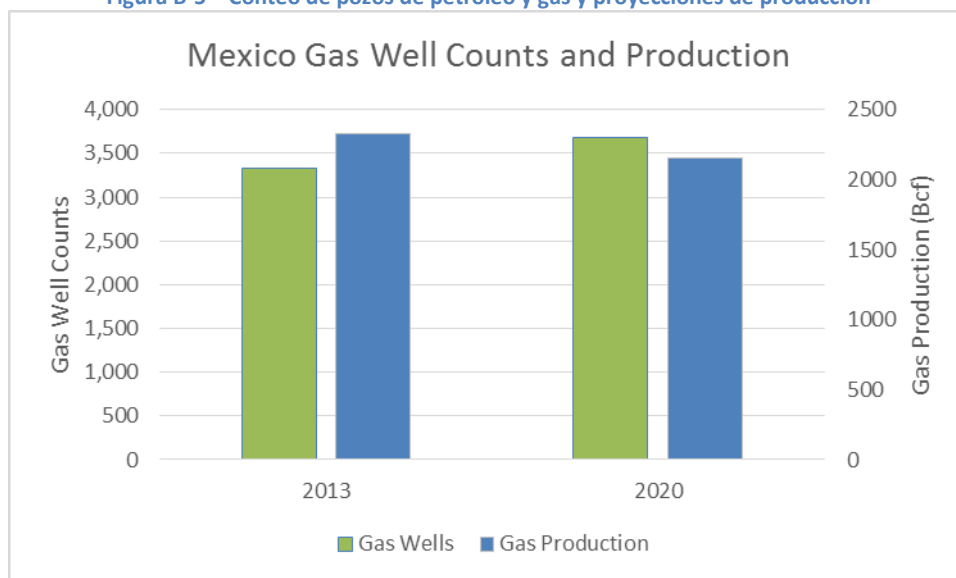
Principalmente este estudio cree que la producción de petróleo seguirá cayendo en México a corto plazo según las tendencias históricas. Por el lado del gas, este estudio concuerda con el perfil de la demanda de gas proyectada por la SENER para el 2020, pero está en desacuerdo en la manera en que

dicha demanda se vaya a satisfacer. Debido a los retrasos en la adquisición de la tierra y a los procesos de licitación y a la evolución de las reformas, este estudio considera que el ciclo de exploración y producción llevará más tiempo de lo esperado inicialmente. Como resultado, la producción local nueva (suministro) tiene el potencial de retrasarse más en el ciclo del pronóstico de lo previsto por la SENER. Por lo tanto, este estudio sugiere que una mayor proporción de la demanda de gas del 2019 y 2020 será satisfecha por importaciones internacionales, predominantemente de Estados Unidos. Es importante reconocer que las proyecciones actuales públicas de producción para México están muy limitadas por las expectativas del desarrollo de las regulaciones y la manera en que el sector privado, PEMEX y la CFE interactúen en el futuro con los participantes internacionales y los nuevos competidores locales.

Tablas y gráficas

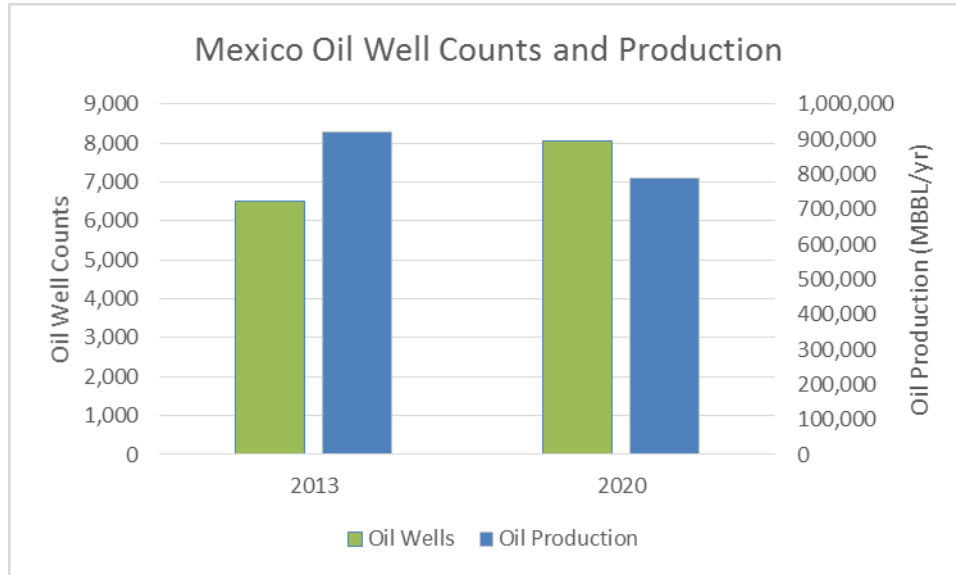
Las Figuras B-5 a la B-11 describen las proyecciones de este estudio para México en mayor detalle a nivel regional. El total de pozos de gas en México se incrementa de alrededor de 3,330 pozos en 2013 a aproximadamente 3,690 pozos en 2020. La producción de gas se reduce a casi 2,153 MMMpc/año debido a la reducción del gas asociado de pozos como Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. Se muestra un incremento de alrededor de 24% en el número de pozos petroleros convencionales de 6,500 en 2013 a 8,050 en 2020, en donde a los productores mexicanos se les están acabando los yacimientos de alto rendimiento, se están enfrentando a menor productividad de los pozos petroleros y se están quedando con los pozos marginales. Por lo tanto, la producción de petróleo convencional anual se espera que se reduzca aproximadamente en 788,650 Mbbl para 2020. La producción de petróleo también se ve afectada por menores precios del petróleo, lo cual reduce los incentivos para el crecimiento de la producción de petróleo.

Figura B-5 – Cuento de pozos de petróleo y gas y proyecciones de producción



Cuento y producción de pozos de gas en México

(izq) Conteo de pozos de gas
 (der) Producción de gas (MMMpc)
 Pozos de gas
 Producción de gas

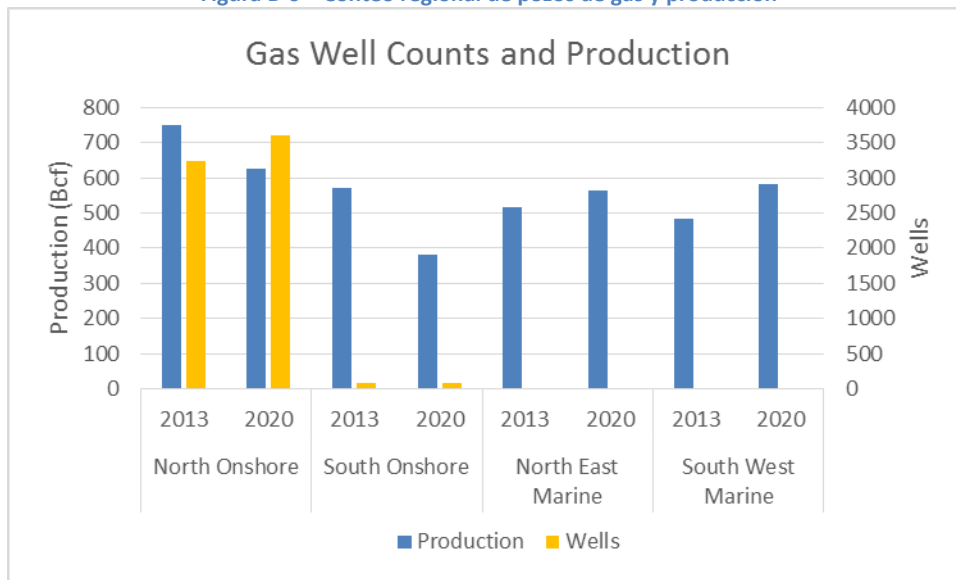


Conteo y producción de pozos de petróleo en México

(izq) Conteo de pozos de petróleo
 (der) Producción de petróleo (Mbbbl/año)
 Pozos de petróleo
 Producción de petróleo

Fuente: SENER e ICF International

Figura B-6 – Conteo regional de pozos de gas y producción



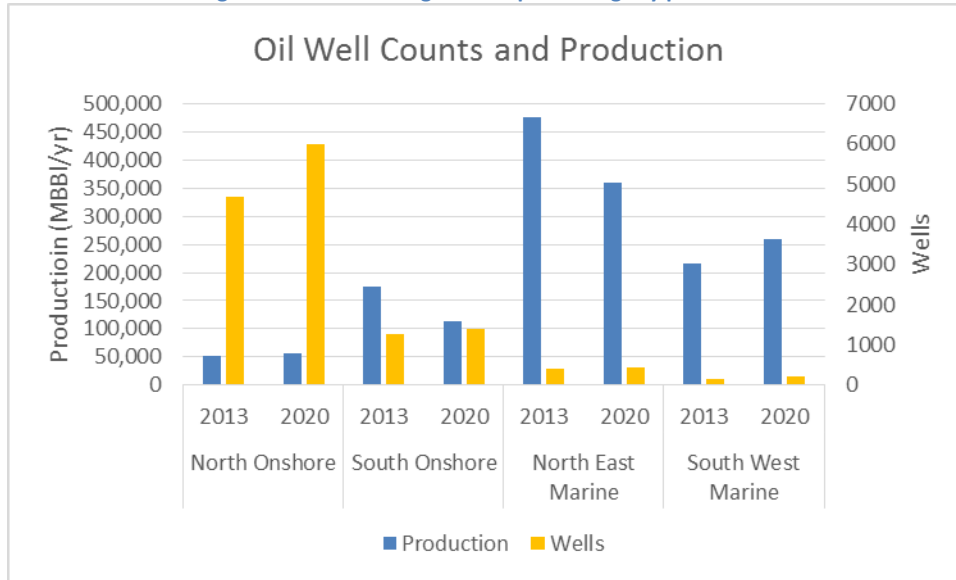
Conteo y producción de pozos de gas

(izq) Producción (MMMpc)
 (der) Pozos
 Norte en tierra

Sur en tierra
 Noreste marina
 Suroeste marina
 Producción
 Pozos

Fuente: SENER e ICF International

Figura B-7 – Cuento regional de pozos de gas y producción



Cuento y producción de pozos de petróleo

(izq) Producción (Mbbbl/año)

(der) Pozos

Norte en tierra

Sur en tierra

Noreste marina

Suroeste marina

Producción

Pozos

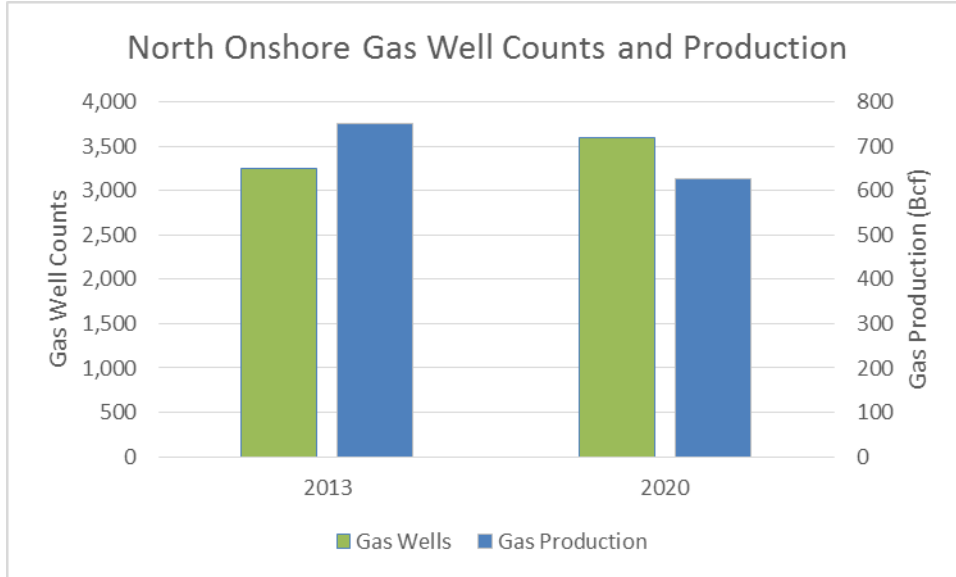
Fuente: SENER e ICF International

En tierra

La región norte de México tiene la mayor producción de gas no asociado, es decir, áreas como Burgos y Veracruz. Sin embargo, la producción de gas sigue la caída en el reducción del número de pozos de gas en los siguientes 5 años. Este estudio tampoco anticipa cambios significativos en la productividad de los pozos debido a mejoras tecnológicas. Se espera que la región norte produzca alrededor de 625 MMMpc de gas para 2020 y los pozos de gas se incrementen a aproximadamente 3,600 para intentar compensar la producción perdida. La producción de petróleo convencional se anticipa que crezca conservadoramente a 57,400 Mbbbl debido a mayor actividad de perforación en áreas como Chicontepec. Una mayor actividad de producción petrolera ayudará a mejorar la producción de gas

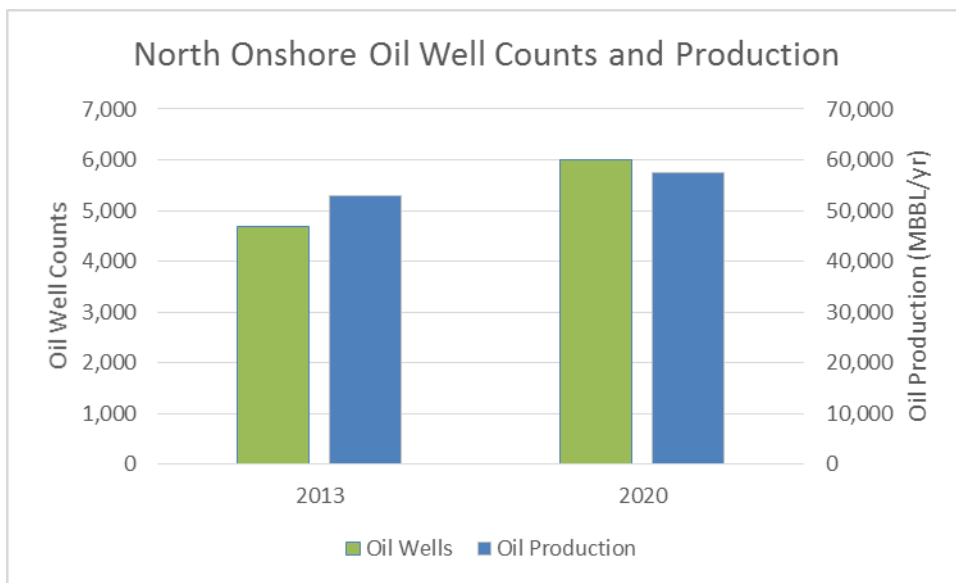
asociado, pero no será suficiente para compensar la pérdida general en la actividad de gas no asociado en el área.

Figura B-8 – Conteo de pozos de petróleo y gas en el norte de México y proyecciones de producción



Conteo y producción de pozos de gas región norte tierra adentro

(izq) Conteo de pozos de gas
 (der) Producción de gas (MMMpc)
 Pozos de gas
 Producción de gas



Conteo y producción de pozos de petróleo región norte tierra adentro

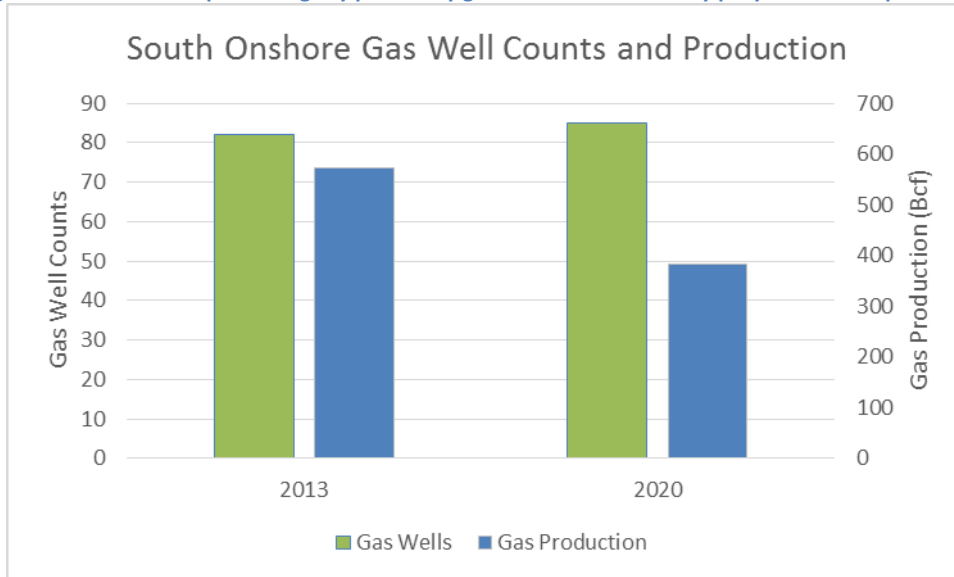
(izq) Conteo de pozos de petróleo
 (der) Producción de petróleo (Mbbbl/año)

Pozos de petróleo
Producción de petróleo

Fuente: SENER e ICF International

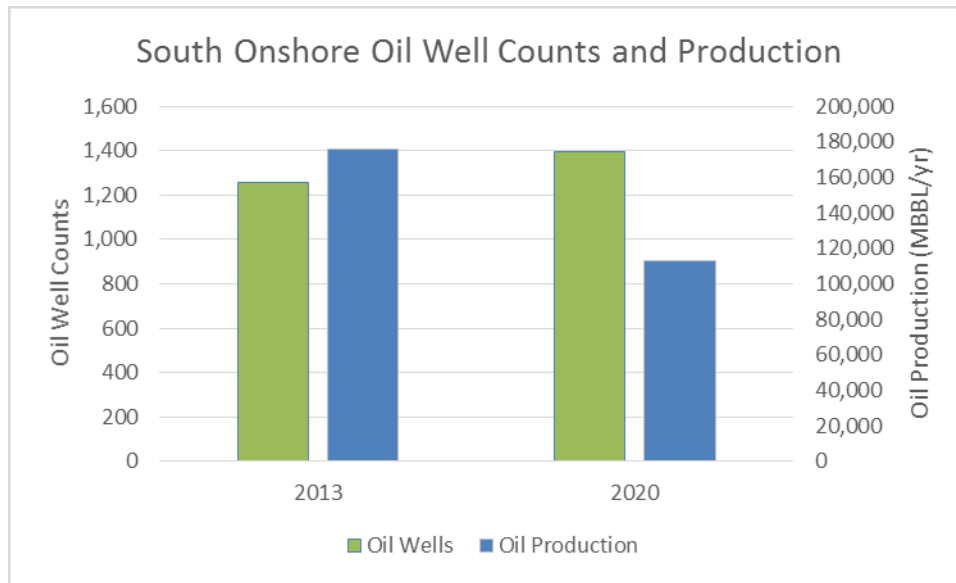
La región sur de México se caracteriza más por pozos de petróleo convencional que producen gas asociado. Existen pozos de gas no asociado, pero el número es muy pequeño en comparación con la región norte. Históricamente, la producción de crudo en la región sur ha ido a la baja y con esta tendencia en la productividad (reducción en la recuperación estimada), la producción de petróleo en general se espera que se reduzca de 175,500 a 113,160 Mbbbl entre 2013 y 2020. Los pozos marginales se mantendrán en operación para reforzar la producción a medida que baja la actividad de los pozos, lo que llevará a un incremento de los pozos petroleros de producción convencional a 1,400 pozos para 2020. Debido principalmente al gas asociado, la producción general de gas se reducirá a 382 MMMPC siguiendo la caída general de la producción petrolera. El número de pozos de gas no asociado es pequeño para empezar y el pronóstico es que presenten un ligero incremento a alrededor de 85 pozos.

Figura B-9 – Conteo de pozos de gas y petróleo y gas en el Sur de México y proyecciones de producción



Conteo y producción de pozos de gas región sur tierra adentro

(izq) Conteo de pozos de gas
(der) Producción de gas (MMMpc)
Pozos de gas
Producción de gas



Conteo y producción de pozos de petróleo región sur tierra adentro

(izq) Conteo de pozos de petróleo
 (der) Producción de petróleo (MbbL/año)
 Pozos de petróleo
 Producción de petróleo

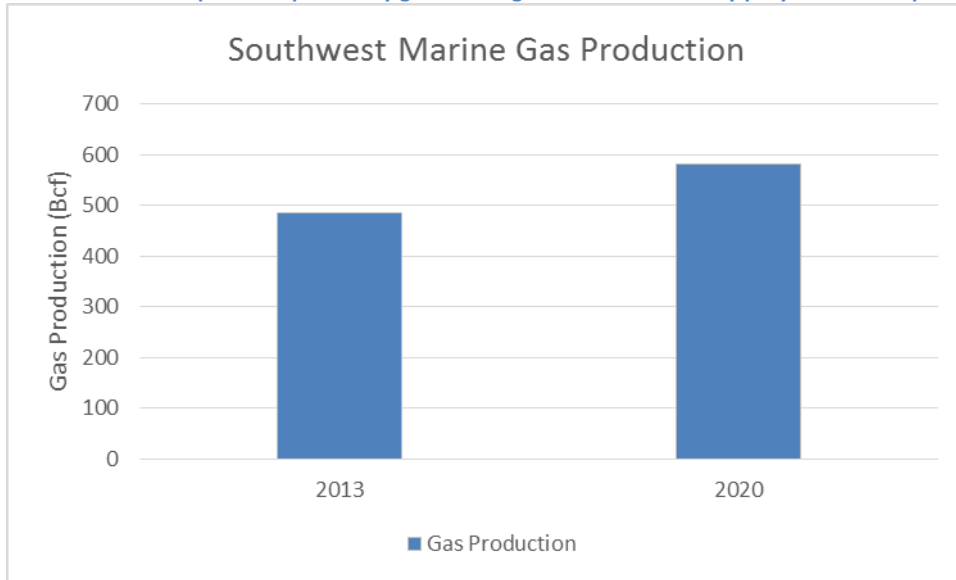
Fuente: SENER e ICF International

Costa afuera

Las regiones marinas noreste y suroeste de México tienen pozos convencionales que producen petróleo y gas asociado. Ninguna de las dos regiones tiene pozos de gas no asociado. Por lo anterior, las cifras de gas subsecuentes solamente muestran los valores de la producción de gas, mientras que las cifras de petróleo muestran tanto el número de pozos, como los valores de la producción.

Dado principalmente por el incremento en las relaciones de gas a petróleo en la región marina noreste, la producción total de gas en la región marina noreste en México se incrementó del 2013 al 2020 en casi 10%, aun con el declive continuo del campo de Cantarell. El campo Cantarell ha estado sufriendo un declive en los años recientes y esa tendencia continuará hasta el 2020. Se han observado tendencias similares en otros campos grandes en la región marina noreste como es el caso de Ku-Maloop-Zaap, pero una relación petróleo a gas creciente está contribuyendo a un fuerte incremento en el gas asociado, aun cuando la producción de petróleo está deprimida. Se pronostica que la producción de petróleo convencional de la región, se reduzca de 475,800 a 359,560 MbbL del 2013 al 2020.

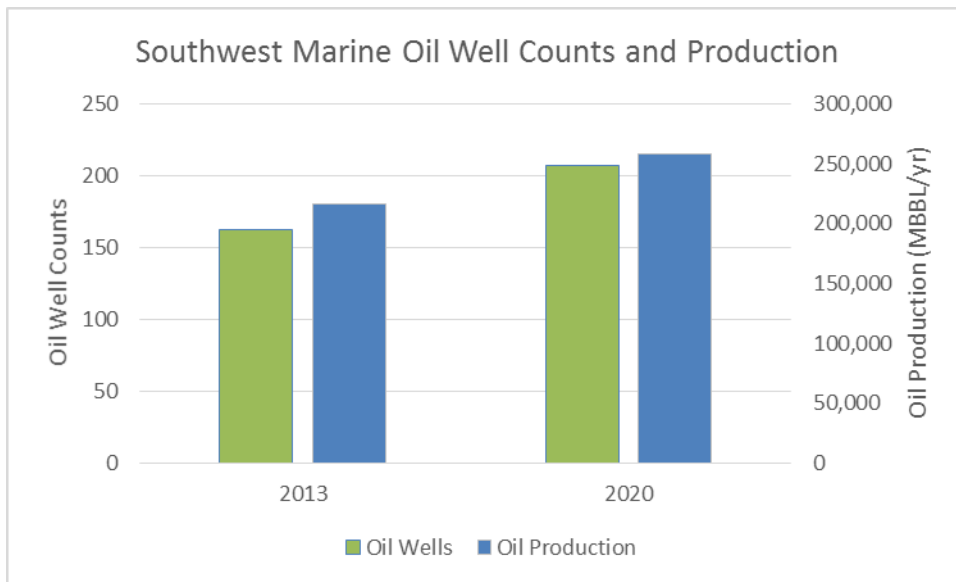
Figura B-11 – Conteo de pozos de petróleo y gas en la región marina suroeste y proyecciones de producción



Producción de gas región marina suroeste

(izq) Producción de gas (MMMpc)

Producción de gas



Producción de petróleo región marina suroeste

(izq) Conteo de pozos de petróleo

(der) Producción de petróleo (Mbl/año)

Pozos de petróleo

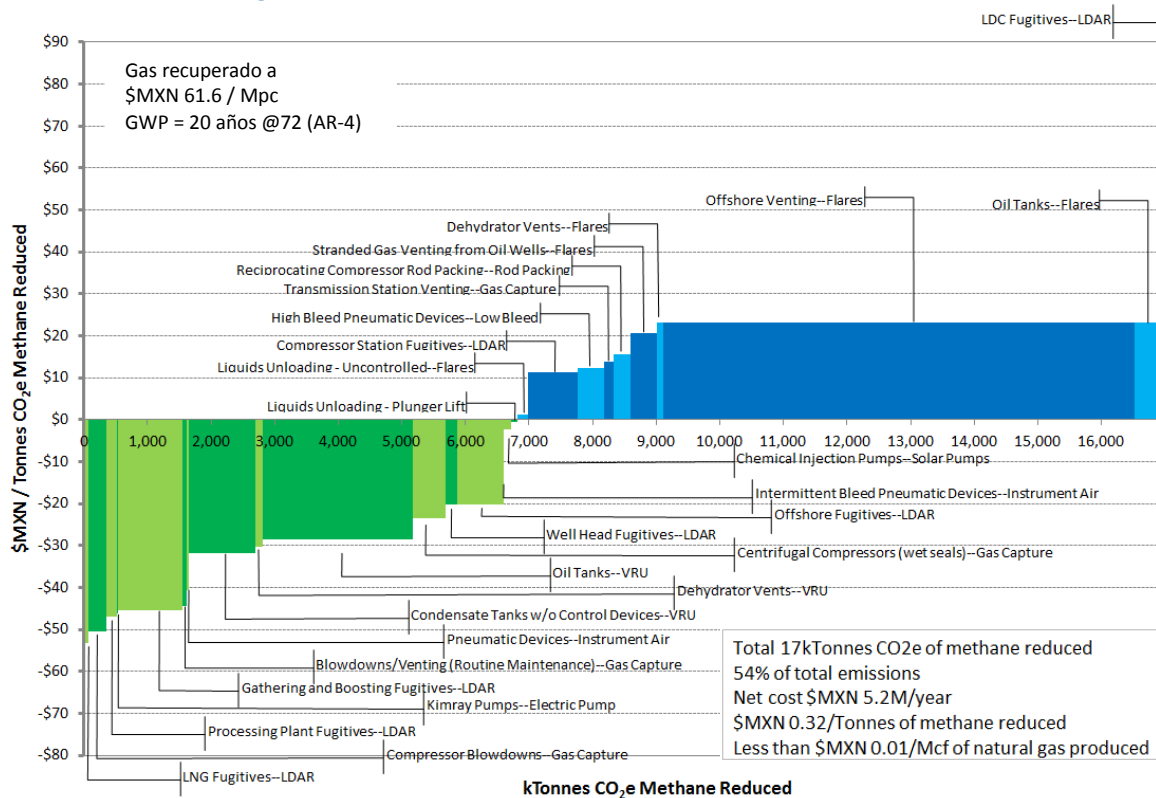
Producción de petróleo

Fuente: SENER e ICF International

Anexo C. Tablas y figuras adicionales

A continuación se desarrollan curvas MAC de análisis de sensibilidad para México. Todas las curvas MC reflejan los parámetros MAC de base a menos que se especifique lo contrario. Por ejemplo, los parámetros MAC de base están en pesos mexicanos y se establecen a \$62 MXN / Mpc (\$4 USD/Mpc) del precio del gas natural y el GWP a 100 años es de 25. También se considera que una tonelada es equivalente a ‘tonelada métrica’ o ‘tonelada’ en todas las partes de esta sección.

Figura C-1 – Curva MAC total de México con un GWP a 20 años en CO₂e



Vertical: \$MXN/ Toneladas de CO₂e con Metano Reducido

Horizontal: KTon de CO₂e con Metano Reducido

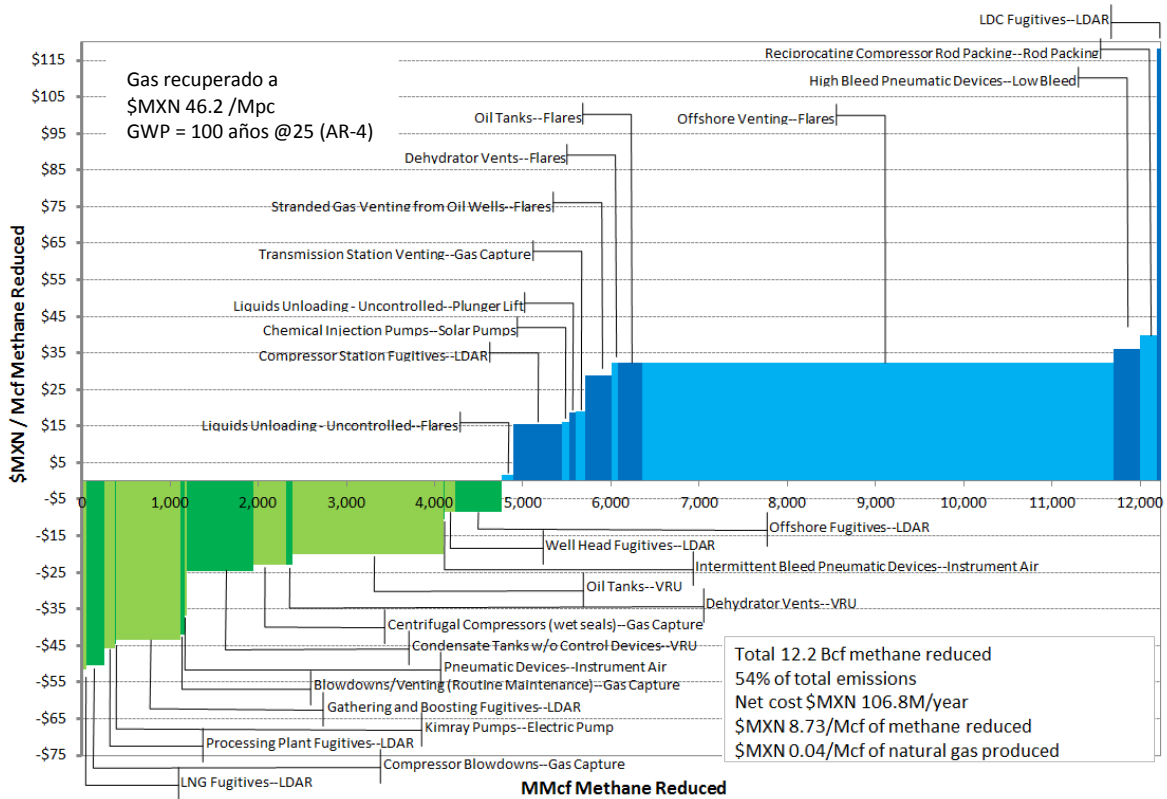
Total 17k toneladas de CO₂e metano reducido
54% del total de emisiones
Costo neto \$MXN 5.2M/año
\$MXN 0.32 / toneladas de metano reducido
Menos de \$MXN 0.01 /Mpc de gas natural producido

Venteo del deshidratador - Quemadores	Tanques de Petróleo— Unidad recuperadora de vapores – URV
Venteo del “gas varado” “gas inmovilizado” en los pozos petroleros – Quemadores	Venteo del deshidratador – Unidad recuperadora de vapores – URV
Sistemas de empaquetadura del vástago del compresor – Empaquetadura del vástago	Tanques de Condensados sin dispositivos de control – Unidad recuperadora de vapores – URV
Venteo en la estación de transmisión –Captura de Gas	Dispositivos Neumáticos—Aire de instrumentos
Dispositivos Neumáticos con lata purga – Dispositivos neumáticos de baja purga	Purgas/Venteo (Mantenimiento de rutina) – Captura de gas
Detección y reparación de fugas en la estación de compersión – LDAR	Detección y reparación de fugas en la recolección y recompersión—LDAR

Análisis Económico de las Oportunidades de Reducción de Emisiones de Metano en la Industria Mexicana de Petróleo y Gas Natural

Descarga de líquidos – No controlada – Quemadores	Bombas Kimray—Bombas eléctricas
Descarga de líquidos – Sistemas elevadores de émbolo	Detección y reparación de fugas de las Plantas de Procesamiento—LDAR
Venteo costa afuera – Quemadores	Purgas en Compresores – Captura de gas
Detección y reparación de fugas en distribución– LDAR	Detección y reparación de fugas en terminales de GNL-LDAR
Tanques de Petróleo –Quemadores	
Bombas de Inyección de Químicos – Bombas solares	
Detección y reparación de fugas costa afuera – LDAR	
Dispositivos neumáticos de purga intermitente – Aire de instrumentos	
Detección y reparación de fugas en el cabezal del pozo – LDAR	
Compresores Centrífugos (sellos húmedos) – Captura de gas	

Figura C-2 – Curva MAC total de México con un GWP a 100 años y \$3 USD/Mpc en MMMpc



Vertical: \$MXN/ Mpc de Metano Reducido

Horizontal: MMpc de Metano Reducido

Total 12.2 MMMpc metano reducido
54% del total de emisiones
Costo neto \$MXN 106.8M/año
\$MXN 18.12 / Mpc de metano reducido
Menos de \$MXN 0.04/Mpc de gas natural producido

Análisis Económico de las Oportunidades de Reducción de Emisiones de Metano en la Industria Mexicana de Petróleo y Gas Natural

Figura C-3 – Curva MAC total de México con un GWP a 100 años y \$5 USD/Mpc en MMMPC

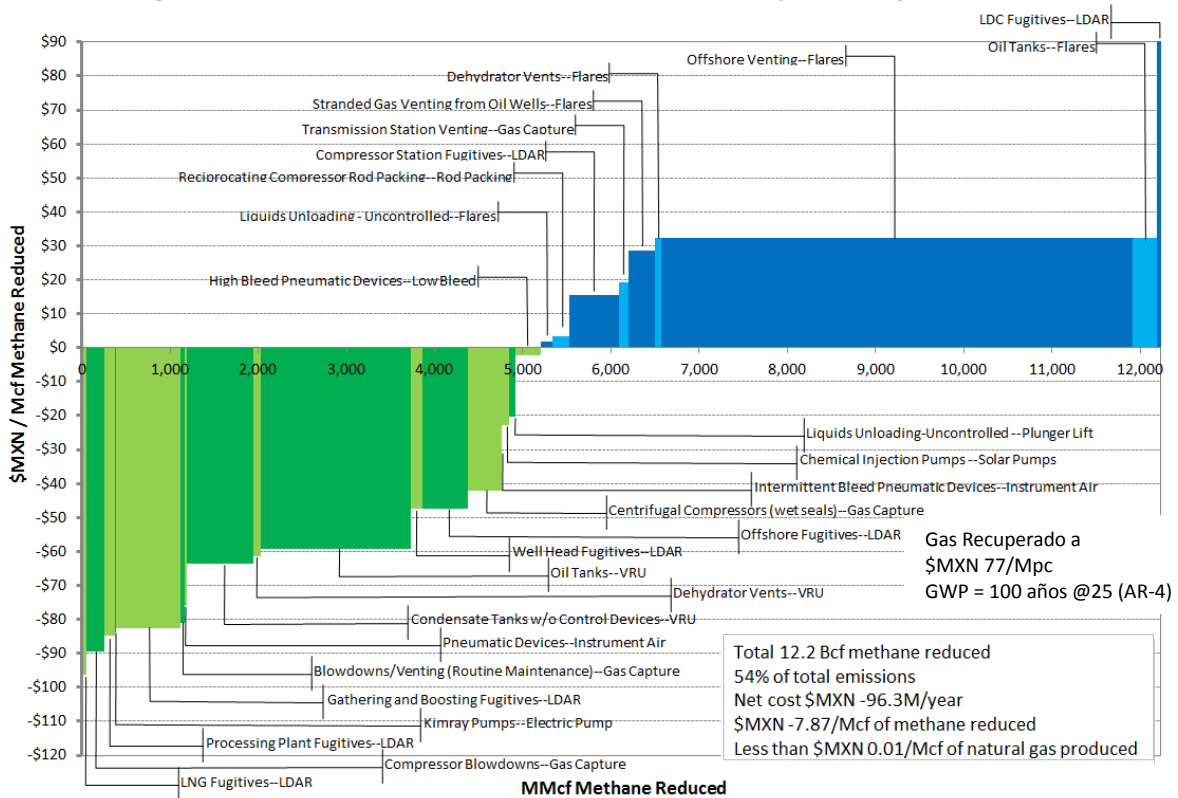


Figura C-4 – Curva MAC total de México con un GWP a 100 años y \$4 USD/Mpc en MMMpc

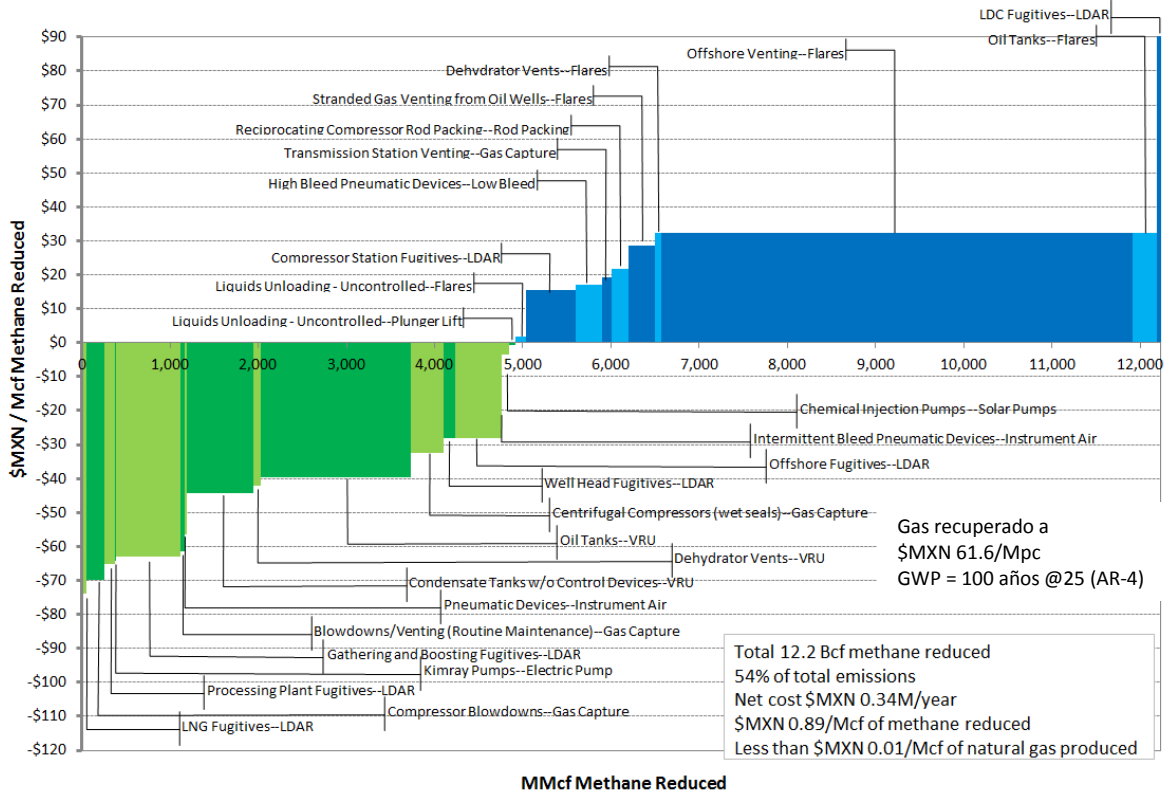


Tabla C-5 – Tabla de amortización simple del inventario base de ciertas tecnologías de mitigación

Tecnología de mitigación	Periodo de amortización simple ⁸³
Reemplazo temprano de dispositivos de alta purga y baja	6.6
Reemplazo de los sistemas de empaques de vástagos de compresores reciprocantes	3.4
Venteo de “gas varado” – Instalación de quemadores	2.6
Instalación de quemadores portátiles	0.1
Instalación de sistemas de elevadores de émbolo en pozos de gas	6.0
Instalación de unidades recuperadoras de vapor	1.3
Detección y reparación de fugas en pozos	5.4
Detección y reparación de fugas en el segmento de Recolección	11.2
Detección y reparación en el segmento de Procesamiento	0.9
Detección y reparación en el segmento de Transmisión	0.3
Reemplazo de bombas neumáticas de inyección de químicos por bombas eléctricas solares	5.9
Reemplazo de bombas Kimray por bombas eléctricas	0.5
Sistema de recuperación de gas de sellos húmedos de compresores centrífugos	0.1
Modernización de sellos húmedos a sellos secos	0.6
Captura de la purga y ruteo al sistema de combustible (por Compresor)	2.6
Captura de la purga y ruteo al sistema de combustible (por Planta)	1.0
Reemplazo por sistemas de aire de instrumentos – dispositivos neumáticos de purga intermitente	2.1
Reemplazo por sistemas de aire de instrumentos – Dispositivos neumáticos de alta purga	0.8

⁸³ Amortización simple calculada como: Costo de inversión inicial dividido entre el flujo de efectivo anual (costo). El periodo de amortización se mide en años y representa el tiempo de recuperación de la inversión inicial.

Anexo D. Cálculo de emisiones con sensibilidad al GWP

De acuerdo con la literatura citada en este estudio, la Tabla D-1 contiene los GWP para el metano de acuerdo con el informe AR-4/AR-5 y si es en base a 20 ó a 100 años

Tabla D-1- Potenciales de calentamiento global por metano

Informe de evaluación #	GWP a 20 años	GWP a 100 años
AR-4	72	25
AR-5	86	34

Como se señala en el informe principal, el valor de la línea base de emisiones mexicanas de 125 MMMpc se traduce en aproximadamente 60.2 millones de toneladas métricas de CO₂e cuando se utiliza un GWP a 100 años del AR-4. La Tabla D-2 demuestra la sensibilidad GWP y recalcula los millones de toneladas métricas de CO₂e según el GWP que se use. La Tabla D-3 realiza el mismo cálculo pero para la oportunidad total de la reducción en México de 56 MMMpc para 2020. Esto significa que si se usa el GWP a 20 años en lugar de a 100 años, se podrían alcanzar 93 MMTCO₂e de reducción a partir de las tecnologías y prácticas señaladas en este informe.

Tabla D-2- Emisiones base de Canadá 2020 con sensibilidad GWP

# del Informe de evaluación utilizado para el cálculo	Emisiones (MMTCO ₂ e) Con GWP a 20 años	Emisiones (MMTCO ₂ e) Con GWP a 100 años
AR-4	173.3	60.2
AR-5	207.0	81.9

Tabla D-3- Oportunidad de reducciones en 2020 con sensibilidad GWP

# del informe de evaluación utilizado para el cálculo	Emisiones (MMTCO ₂ e) Con GWP a 20 años	Emisiones (MMTCO ₂ e) Con GWP a 100 años
AR-4	77.7	27.0
AR-5	92.8	36.7