# La contribución de Pemex a la emergencia climática: análisis de emisiones por campo petrolero desde 1960

Elaboración:
*CartoCrítica. Investigación mapas y datos para la sociedad civil*
Manuel Llano Vázquez Prada (manuel@cartocritica.org) y Carla Flores Lot (carla@cartocritica.org)
Diciembre, 2019

Forma sugerida de citar:
Llano, M. y Flores Lot, C. (2019). *La contribución de Pemex a la emergencia climática: análisis de emisiones por campo petrolero desde 1960.* México: CartoCrítica. Investigación mapas y datos para la sociedad civil.

Esta investigación fue posible gracias al financiamiento de The 11th Hour Project y de Iniciativa Climática de México.

## Introducción

CartoCrítica presenta los resultados de investigación sobre las emisiones potenciales estimadas de gases de efecto invernadero (GEI) provenientes de la extracción y combustión de hidrocarburos, desagregadas y georreferenciadas para la producción de hidrocarburos acumulada de cada campo petrolero del país (1960-2019) y así como las reservas actuales (2019).

La investigación profundizó en la estimación de emisiones fugitivas potenciales provenientes del proceso de extracción de hidrocarburos (*upstream*), sin embargo, para dar un panorama completo del ciclo de vida de los hidrocarburos (*midstream* y *downstream*), se realizó una estimación del potencial de emisiones adicionales que generará el procesamiento, distribución y aprovechamiento de cada barril de petróleo extraído, o su equivalente en gas.

El objetivo de esta investigación es generar información desagregada y georreferenciada para cada campo petrolero, sobre la relevancia climática global, positiva o negativa, que pueden tener las actividades petroleras del país, tanto las actuales como las futuras. Cada barril de petróleo que se queda bajo tierra, cada pozo petrolero que se deja de perforar, es una contribución positiva a la lucha contra el calentamiento global. En sentido opuesto, cada campo petrolero explotado genera gran cantidad de emisiones de GEI con consecuencias climáticas negativas potencialmente irreversibles para el planeta. Los habitantes de las regiones productoras de hidrocarburos enfrentan la destrucción constante de sus territorios para dar paso a las actividades extractivas, en cuyo caso, el impacto ambiental no se trata solo de las emisiones de GEI, sino de todos los servicios ecosistémicos interrumpidos, contaminados o destruidos que deja a su paso este sector. La intención de este estudio es doble, por un lado, contribuir a las luchas por la defensa del territorio, brindando insumos con información específica para cada región; y, por otro lado, enriquecer el debate público sobre transición energética, dotando de una dimensión climática global a los planes de extracción petrolera del país.

## I. Emisiones GEI, deterioro ambiental y acuerdos mundiales

Es indudable que muchas actividades humanas participan en el deterioro del entorno, la degradación de los ecosistemas y la consecuente pérdida de servicios ambientales, lo cual contribuye al calentamiento atmosférico y deriva en el problema global más severo de los últimos años: el cambio en los patrones climáticos del planeta. El cambio climático se traduce en el deshielo de los glaciares, sequías e inundaciones, huracanes, incendios, pérdida de biodiversidad, mismo que conlleva a problemas agrícolas, escasez de alimentos y problemas en la salud, por dar un ejemplo.

Se ha identificado que la principal causa de este calentamiento es la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), dado que son más eficientes en absorber el calor de la radiación en la superficie terrestre y retransmitirlo en varias direcciones. Estos gases resultan de actividades como la deforestación, el uso de combustibles fósiles o la agricultura, y principalmente son: el dióxido de carbono ($CO_2$), los clorofluorocarbonados (CFC), el óxido nitroso ($N_2O$), el ozono ($O_3$) y el metano ($CH_4$). El 69% de las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel global, provienen del uso de combustibles fósiles. La agricultura, la deforestación y los cambios de uso de suelo son responsables del 24% de las emisiones.[1]

Dada la gravedad del problema, en 1988 varios expertos en el tema, de diferentes países miembros de la ONU, se reunieron conformando el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático o Panel Intergubernamental del Cambio Climático, conocido como IPCC por sus siglas en inglés; con el fin de revisar y evaluar periódicamente información sobre el tema. En 1997 se creó un equipo de trabajo para identificar la información requerida en los inventarios nacionales de GEI, publicando en 2006 las Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero[2], mismas que se componen de diversos volúmenes según el sector donde se originan las emisiones. En dicho documento, se integran metodologías para estimar emisiones de GEI, acordadas internacionalmente para que se utilicen los países comprometidos, con el objetivo de informar de forma estandarizada y oportuna a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

Con el respaldo de investigaciones científicas, en la Cumbre de Cancún de 2010 (COP16), se reconoció la gravedad del problema debido a la velocidad a la que avanzaba el mismo, y se acordó que el aumento de la temperatura global no debería rebasar los 2° C[3] para evitar daños irreversibles al planeta y posteriores efectos desastrosos sobre la sociedad humana, así como que las emisiones GEI deberían alcanzar su máximo en el 2015 y disminuir progresivamente después de esa fecha hasta alcanzar una disminución del 50% para el año 2050. Posteriormente, en la COP21 en 2012, se ratifican dichos compromisos en el acuerdo de París, el cual entró en vigor en 2016 y propone realizar el esfuerzo de limitar aún más el aumento de la temperatura a no más de 1.5° C, además de anunciar la publicación de un inventario mundial cada cinco años para evaluar el progreso

[1] Blanco G., R. Gerlagh, et. al., 2014: Drivers, Trends and Mitigation. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the IPCC. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_chapter5.pdf
[2] Disponible en: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/index.html, revisado el 21-nov-19.
[3] Desde la era pre industrial a la fecha, la temperatura ha aumentado 1.1°C.

colectivo[4]. En dicho contexto, México suscribió en 2015 una Contribución Nacionalmente Determinada (NDC, por sus siglas en inglés), para reducir de manera no condicionada 25% de sus emisiones de GEI al 2030.

## II. Inventario nacional de emisiones de GEI en México

El objetivo de un inventario nacional de GEI es el de determinar la magnitud de las emisiones de GEI que son directamente atribuibles a la actividad humana. El IPCC consolidó los criterios de expertos de diversos países, con el objetivo de unificar metodologías en la elaboración de los inventarios nacionales de emisiones GEI, de modo que fuera posible tener documentos de los diferentes países parte, pero con una estructura comparativa y conciliadora. Como resultado se publicó el documento *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero*[5], mismo que utiliza conceptos con consenso común y busca reflejar los esfuerzos realizados por cada país de acuerdo a las disminuciones reales en la producción de las emisiones. Este se compone de 5 volúmenes, que abarcan todos los sectores, el *Volumen 2* corresponde a *energía* y el capítulo 4 es el relativo a *emisiones fugitivas* de los combustibles fósiles. En las directrices se incluyen tres niveles de estimación[6]:

- *Nivel 1*. Básico. Cuando se utilizan estadísticas nacionales o internacionales disponibles, en combinación con los factores de emisión por defecto y los parámetros adicionales provistos en las directrices.
- *Nivel 2*. Intermedio. Cuando están disponibles factores de emisiones nacionales.
- *Nivel 3*. Superior. Cuando se realizan mediciones reales o se cuenta con los datos suficientes para estimar las emisiones con modelos rigurosos.

Como parte de la implementación del Sistema Nacional del Inventario de Emisiones de Fuentes Fijas, México publicó su primer inventario de emisiones desde 1988, y tras la publicación de las directrices del IPCC, el inventario nacional se estructura de acuerdo a estándares internacionales y busca responder a los compromisos de los cuales México es signatario (CMNUCC, Acuerdo de París, Objetivos de Desarrollo Sostenible, entre otros). A partir de 2012, con la publicación de la Ley General de Cambio Climático (LGCC), se inscribe como obligación nacional el integrar, publicar y actualizar el inventario de emisiones[7].

En 2018, el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) publicó una actualización del Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGyCEI) correspondiente a los años 1990-2015, en la cual reporta que "*México emitió 700 millones de toneladas de $CO_2$ equivalente de gases efecto invernadero (GEI) en el año 2015, lo que incluye las emisiones de dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarbonos, y hexafloruro de*

[4] Disponible en: http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf, consultado el 20-nov-19.
[5] Disponible en: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/index.html
[6] En el caso del sector de hidrocarburos en México, al no existir mediciones directas de emisiones, se recurre a los niveles 1 y 2 para su estimación.
[7] Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGCC_130718.pdf, consultado el 20-nov-19.

*azufre, originados por las actividades antropogénicas en el territorio nacional*"[8], de las cuales, casi 37 millones de toneladas corresponden solo a las emisiones fugitivas provenientes de la extracción de hidrocarburos.

## III. Reporte de emisiones fugitivas de GEI del sector petrolero en México

Los componentes de las emisiones fugitivas durante la extracción de hidrocarburos son principalmente bióxido de carbono ($CO_2$), seguido de metano ($CH_4$) y una baja cantidad de óxido nitroso ($N_2O$). El $CH_4$ aporta más de 80 veces que el $CO_2$ al efecto de calentamiento climático (a 20 años), y es responsable del 25% del calentamiento del planeta. A este contexto, se añade que México es el quinto mayor emisor mundial de contaminación por metano proveniente de esta industria de hidrocarburos, contribuyendo con el 2.6% de las emisiones globales[9], por lo que es imperante cumplir con el compromiso de la reducción de dichas emisiones fugitivas.

De acuerdo al marco legal mexicano en la materia[10], los sujetos emisores de GEI (por encima de 25,000 toneladas de $CO_2e$) están obligados a reportar sus emisiones anualmente a través de la Cédula de Operación Anual (COA)[11], con estos datos se construyen dos registros nacionales: Registro Nacional de Emisiones (RENE) y el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC)[12]. De donde a su vez deberían derivar insumos para el inventario nacional de emisiones. Respecto al reporte sobre las emisiones fugitivas, estas deben incluir las fugas de los equipos, las pérdidas por evaporación en el almacenamiento de hidrocarburos y las pérdidas de gas natural cuando éste se usa como medio de propulsión en los sistemas de control, en la quema y venteo de excedentes, así como en las bombas de inyección de aditivos y en el arranque de los compresores.

Sin embargo, es una realidad que los datos reportados en los inventarios y en la COA son estimados, es decir, no son producto de mediciones directas, sino de cálculos que se obtienen mediante factores de emisión basados en la homologación hipotética de procesos industriales, considerando que las instalaciones se encuentran en condiciones óptimas, que se conserva la mayor parte del gas asociado, que se usan componentes de alta calidad y que se le da un mantenimiento constante a los equipos, entre otras cosas. Esto es problemático ya que puede darse una gran subestimación o incertidumbre sobre el volumen real de emisiones, si al determinar los factores de estimación no se contemplan las condiciones desmejoradas en las que se puede encontrar la infraestructura utilizada, ni las fugas ocasionadas por esta causa, o bien las emisiones en casos de contingencias o accidentes.

[8] Disponible en: http://cambioclimatico.gob.mx:8080/xmlui/handle/publicaciones/226, consultado el 21 de nov-19.
[9] Disponible en: https://rhg.com/research/untapped-potential-reducing-global-methane-emissions-from-oil-and-natural-gas-systems/, consultado el 21-nov-19
[10] LGCC, Arts. 17 al 21, revisar Reglamento de la Ley General de Cambio Climático en materia del Registro Nacional de Emisiones y los reglamentos de la LGEEPA: en materia de transmisión de contaminantes y en materia de contaminación a la atmósfera.
[11] Instrumento de reporte y recopilación de información de emisiones y transferencia de contaminantes al aire, agua, suelo y subsuelo; materiales y residuos peligrosos.
[12] Si bien la Semarnat es la entidad receptora de dichos reportes, desde 2015, la Agencia de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente (ASEA) es la encargada de todos los trámites ambientales concernientes al sector de hidrocarburos.

La incertidumbre en las estimaciones tiene dos principales causas: la falta de medición y la heterogeneidad de los procesos industriales del sector, pues existe gran variedad de fuentes potenciales y muy pocos datos precisos de las mismas, lo cual no permite visualizar los cambios en las intensidades de las emisiones a través del tiempo. Es por esto que, a pesar de que la medición directa es costosa, las directrices del IPCC recomiendan aplicarla en las zonas de mayor incertidumbre y con estos datos generar factores locales para tener estimaciones de *Nivel 2*.

Para la obtención de los datos de la COA, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat) publicó el 3 de septiembre de 2015, en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el "*Acuerdo que establece las particularidades técnicas y las fórmulas para la aplicación de metodologías para el cálculo de emisiones de gases o compuestos de efecto invernadero*"[13] (en adelante "Acuerdo 2015"), en el cual se inscriben las metodologías recomendadas para medición, cálculo y estimación de emisiones directas e indirectas para México, así como los factores descritos en las directrices del IPCC de acuerdo tanto al tipo de sector emisor, como al tipo de fuentes donde se originan las emisiones. Los factores de estimación utilizados por el Acuerdo 2015, si bien corresponderían a valores oficialmente reconocidos por el país, en realidad se trata de los mismos factores del *Nivel 1* de las directrices del IPCC.

Para contar con una metodología de *Nivel 2* en el marco de la elaboración la Quinta Comunicación Nacional de México a la CMNUCC, el INECC comisionó en 2012 al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) la elaboración de un informe técnico, denominado "*Determinación de factores de emisión para emisiones fugitivas de la industria petrolera en México*".[14] Como resultado de este informe técnico, el IMP propuso una diversidad de factores para la estimación de emisiones del sector en México, mismos que en su mayoría, fueron seleccionados de referencias preexistentes,[15] sin realizar mediciones directas. Si bien para la elaboración del inventario nacional de emisiones el INECC ha utilizado desde entonces los factores establecidos por el IMP, el propio INECC reconoce[16] que hay escasez de información del sector de hidrocarburos en México, y que la información utilizada no cumple con todos los estándares de actualización y soporte documentado. Por ejemplo, indica que para la elaboración del inventario nacional de emisiones no se contó con los datos de la COA ni del RENE (que compete a la ASEA y Semarnat recopilarlos). Otra observación pertinente del INECC, es que términos como el de "emisiones fugitivas" o "venteo" no están definidos en ninguna de las leyes ambientales, incluidas las específicas en la materia. Y, al igual que las directrices del IPCC, recomienda obligar la medición directa en las fuentes de emisión que tengan una contribución significativa. En resumen, INECC reconoce que los datos utilizados son incompletos e inexactos, y contempla la necesidad de estimar nuevos factores nacionales para reducir la incertidumbre.

[13] Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5406149&fecha=03/09/2015, consultado el 21-nov-19
[14] Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/167851/emisiones_fugitivas.pdf, consultado el 22-nov-19
[15] International Gas Union (IGU), American Petroleum Institute (API), U.S. Environmental Protection Agency (USA), Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), European Environment Agency (EEA - Corinair) y el IPCC.
[16] INEGyCEI Disponible en: http://cambioclimatico.gob.mx:8080/xmlui/handle/publicaciones/226, consultado el 21 de nov-19

## IV. Metodologías para el cálculo de emisiones fugitivas potenciales de GEI por campo petrolero

El inventario nacional de emisiones, si bien en términos generales es un compendio robusto y bien documentado, arroja tan solo cifras agregadas al nivel nacional. Es imposible conocer, a través de este documento, en dónde se generan las emisiones reportadas, ni por municipio, ni por entidad, y mucho menos por campo petrolero. De modo que, si bien estos datos son útiles para un recuento global de emisiones, o para establecer compromisos internacionales, estos datos resultan de poca utilidad para comprender y caracterizar el territorio y las actividades industriales que en este se generan.

No existen públicamente los datos desagregados, para cada campo petrolero del país, que permitan replicar la metodología utilizada por el INECC en la elaboración del inventario nacional de emisiones (con los factores de estimación del IMP) para calcular las emisiones fugitivas provenientes de la extracción de hidrocarburos. De modo que, con la escasa información pública existente, para generar una base de datos con las estimaciones de emisiones potenciales de GEI correspondientes a cada campo petrolero del país, se recurrió en primer momento a los factores de estimación establecidos por el Acuerdo 2015 (*Nivel 1* de las directrices del IPCC), puesto que se requiere una menor cantidad de información para su cálculo.

El Acuerdo 2015 establece los factores de estimación[17] para el sector de hidrocarburos (ver Tabla 1), incluyendo factores para estimar emisiones correspondientes al procesamiento y distribución de hidrocarburos (*midstream* y *downstream*), sin embargo, no se cuenta con información pública desagregada para realizar estos cálculos, por lo que solo se realizó el cálculo para emisiones fugitivas correspondientes a la extracción de hidrocarburos (*upstream*, marcado con color naranja en la Tabla 1).

[17] Artículo Quinto, Fracción XXVII y Artículo Sexto, apartado 25, del "*Acuerdo que establece las particularidades técnicas y las fórmulas para la aplicación de metodologías para el cálculo de emisiones de gases o compuestos de efecto invernadero*"

| Categoría | Subcategoría | Fuente de emisión | Factores de emisión | | | | | | Unidades de medida |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | $CH_4$ | | $CO_2$ | | $N_2O$ | | |
| | | | Inferior | Superior | Inferior | Superior | Inferior | Superior | |
| Perforación de pozos petroleros y de gas | Todas | Quema en antorcha y venteo | 3.30E-02 | 5.60E-01 | 1.00E-01 | 1.70E+00 | NA | | t por pozo perforado |
| Pozos en producción en la extracción de petróleo, convencional y no convencional; y extracción de gas, asociado y no asociado a la extracción de petróleo, convencional y no convencional | Todas | Quema en antorcha y venteo | 1.10E-01 | 1.80E+00 | 1.90E-03 | 3.20E-02 | NA | | t/año por pozo en producción |
| Extracción de gas asociado y no asociado a la extracción de petróleo, convencional y no convencional | Todas | Fugitivas | 3.80E-01 | 2.40E+01 | 1.40E-02 | 1.80E-01 | NA | | t por $10^6$ $m^3$ de producción de gas |
| | | Quema en antorcha | 7.60E-04 | 1.00E-03 | 1.20E+00 | 1.60E+00 | 2.10E-05 | 2.90E-05 | |
| Procesamiento de gas natural | Plantas de gas ácido | Fugitivas | 9.70E-02 | 2.20E-01 | 7.90E-03 | 1.80E-02 | NA | | t por $10^6$ $m^3$ de carga de gas de crudo |
| | | Quema en antorcha | 2.40E-03 | 3.30E-03 | 3.60E+00 | 4.90E+00 | 5.40E-05 | 7.40E-05 | |
| | | Venteo de $CO_2$ crudo | NA | | 6.30E+01 | 1.5E+02 | NA | | |
| Distribución de gas natural por ductos | Transmisión | Fugitivas | 1.66E-01 | 1.10E+00 | 8.80E-04 | 2.00E-03 | NA | | t por $10^6$ $m^3$ de gas comercializable |
| | | Venteo | 4.40E-02 | 7.40E-01 | 3.10E-03 | 7.30E-03 | NA | | |
| Transporte de gas natural, almacenamiento | Almacenamiento | Todas | 2.50E-02 | 5.80E-02 | 1.10E-04 | 2.60E-04 | NA | | t por $10^6$ $m^3$ de gas comercializable |
| Suministro de gas natural al consumidor final | Todas | Todas | 1.10E+00 | 2.50E+00 | 5.10E-02 | 1.40E-01 | NA | | t por $10^6$ $m^3$ de ventas de servicios |
| Extracción de petróleo convencional y no convencional | Petróleo convencional | Fugitivas (costeras) | 1.50E-03 | 6.00E+01 | 1.10E-04 | 4.30E+00 | NA | | t por $10^3$ $m^3$ de producción de petróleo convencional |
| | | Fugitivas (alta mar) | 5.90E-04 | 5.9E-04 | 4.30E-05 | 4.30E+00 | NA | | |
| | | Venteo | 7.20E-01 | 9.90E-01 | 9.50E-02 | 1.30E-01 | NA | | |
| | | Quema en antorcha | 2.50E-02 | 3.40E-02 | 4.10E+01 | 5.60E+01 | 6.40E-04 | 8.80E-04 | |
| Transporte de petróleo crudo por ductos | Tuberías | Todas | 5.40E-03 | 5.40E-03 | 4.90E-04 | 4.90E-04 | NA | | t por $10^3$ $m^3$ de petróleo transportado por tubería |
| | Camiones cisterna y vagones cisterna | Venteo | 2.50E-02 | 2.50E-02 | 2.30E-03 | 2.30E-03 | NA | | |

NA: No Aplica.

Tabla 1. Factores de emisión para el subsector de explotación, producción, transporte y distribución de hidrocarburos, Acuerdo 2015. Fuente: Acuerdo que establece las particularidades técnicas y las fórmulas para la aplicación de metodologías para el cálculo de emisiones de gases o compuestos de efecto invernadero. (DOF 03/09/2015).

El cálculo de las emisiones fugitivas del *upstream*, mediante el Acuerdo 2015, se realiza respecto de cuatro actividades:

1. Extracción de petróleo convencional y no convencional (calculado mediante volumen de producción).
2. Extracción de gas asociado y no asociado (calculado mediante volumen de producción).
3. Perforación de pozos de petróleo y gas (calculado mediante el número de pozos perforados).
4. Pozos de gas y petróleo en producción (calculado mediante el número de pozos en producción).

Para cada una de estas actividades, la metodología estima las emisiones de metano ($CH_4$), bióxido de carbono ($CO_2$), y óxido nitroso ($N_2O$) con respecto de emisiones fugitivas, venteo, y quema en antorcha, y con respecto de la ubicación del campo (terrestre, aguas someras o aguas profundas). Para cada una de las variables mencionadas, el Acuerdo establece un *factor inferior* y un *factor superior*. Es decir, se reconoce una incertidumbre amplia en la aplicación de esta metodología, por lo que se establece un rango posible de emisiones para cada una de las variables. Como resultado, se obtienen dos escenarios posibles de emisiones, que conforman un rango, el *inferior* y el *superior*, cada uno con ocho fuentes de emisión, con el volumen de gases de efecto invernadero ($CO_2$, $CH_4$, $N_2O$) para cada fuente, que a su vez puede ser convertido a bióxido de carbono equivalente ($CO_2e$)[18].

Existe un rango muy amplio de incertidumbre entre los factores de emisión *inferior* y *superior* (ver Tabla 2). El mayor rango de incertidumbre se encuentra al analizar de manera aislada las emisiones fugitivas potenciales del proceso de extracción de petróleo en aguas someras y aguas costeras (sin contar aquellas derivadas de la quema y venteo). En aguas someras, el metano tiene un rango de amplitud entre el *factor inferior* y el *superior* de 40 mil veces, mientras que, para el bióxido de carbono producido por emisiones fugitivas de la extracción de petróleo en alta mar, este rango puede ser de hasta 100 mil veces el *factor inferior*.

| Actividad | Fuente de emisión | Número de veces el factor inferior | | |
|---|---|---|---|---|
| | | $CH_4$ | $CO_2$ | $N_20$ |
| Perforación de pozos petroleros y de gas | Quema en antorcha y venteo | 16.97 | 17.00 | |
| Pozos en producción en la extracción de petróleo, convencional y no convencional; y extracción de gas, asociado y no asociado a la extracción de petróleo, convencional y no convencional | Quema en antorcha y venteo | 16.36 | 16.84 | |
| Extracción de gas asociado y no asociado a la extracción de petróleo, convencional y no convencional | Fugitivas | 63.16 | 12.86 | |
| | Quema en antorcha | 1.32 | 1.33 | 1.38 |
| Extracción de petróleo convencional y no convencional | Fugitivas (costeras) | 40,000.00 | 39,090.91 | |
| | Fugitivas (alta mar) | 1.00 | 100,000.00 | |
| | Venteo | 1.38 | 1.37 | |
| | Quema en antorcha | 1.36 | 1.37 | 1.38 |

Tabla 2. Comparativa entre *factor inferior y superior* por actividad y fuente de emisión

[18] Para la conversión de metano y óxido nitroso a bióxido de carbono equivalente, se utilizaron los factores establecidos por Semarnat para el cálculo del RENE. Esto es un factor de 28 para el metano, y 265 para el óxido nitroso.

Para modelar las emisiones con base en esta metodología, se utilizó la información pública disponible encontrada en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)[19], perteneciente a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). En el CNIH es posible descargar la información desagregada sobre la actividad de cada pozo y campo petrolero del país, y si bien los rubros de información disponibles son limitados, con los datos existentes es posible calcular las emisiones fugitivas potenciales con base en el Acuerdo 2015.

En total, se compilaron para este primer ejercicio 10,404 registros conteniendo la información correspondiente a los años 2001 -2019[20] sobre 608 campos petroleros, 11 de aguas profundas, 53 de aguas someras y 544 terrestres. A su vez, para cada campo se analizó la producción anual del mismo periodo, correspondiente a 2,944.18 millones de metros cúbicos de petróleo, y 1,123,253 millones de metros cúbicos de gas, así como información sobre los pozos en operación y perforados. Con esta información, se construyó una base de datos con la información desagregada por año y por campo petrolero, para todo el país, y se calcularon las emisiones. Esta base de datos está disponible como Anexo 1. La estructura de la base de datos con los resultados obtenidos del *factor inferior* y *superior* se muestra a continuación, ejemplificando con los datos del campo "Akal" para el año 2004.

[19] Disponible públicamente en: https://hidrocarburos.gob.mx/
[20] La producción de 2019 está actualizada hasta agosto de 2019.

| | | *Factor inferior* | *Factor superior* |
|---|---|---|---|
| Datos provenientes del CNIH | Año | 2004 | 2004 |
| | Campo | AKAL | AKAL |
| | Cuenca | Cuencas Sureste | Cuencas Sureste |
| | Ubicación | MARINO | MARINO |
| | Marino Tipo | AGUAS SOMERAS | AGUAS SOMERAS |
| | Volumen de producción de petróleo (miles de m3) | 118,266.71 | 118,266.71 |
| | Volúmen de producción de gas (millones de m3) | 7,647.74 | 7,647.74 |
| | Núm. de pozos perforados | 0 | 0 |
| | Núm. de pozos en producción | 2,499 | 2,499 |
| **1. Emisiones fugitivas Petróleo (costeras)** | Emisiones GEI [$tCO_2e$] | 4,980.21 | 199,196,619.27 |
| | Emisiones $CO_2$ [$tCO_2$] | 13.01 | 508,546.85 |
| | Emisiones $CH_4$ [$tCH_4$] | 177.40 | 7,096,002.59 |
| | Emisiones $N_2O$ [$tN_2O$] | 0.00 | 0.00 |
| **2. Emisiones fugitivas Petróleo (alta mar)** | Emisiones GEI [$tCO_2e$] | 0 | 0.00 |
| | Emisiones $CO_2$ [$tCO_2$] | 0 | 0.00 |
| | Emisiones $CH_4$ [$tCH_4$] | 0 | 0.00 |
| | Emisiones $N_2O$ [$tN_2O$] | 0 | 0.00 |
| **3. Emisiones fugitivas Petróleo por venteo** | Emisiones GEI [$tCO_2e$] | 2,395,492.21 | 3,293,727.87 |
| | Emisiones $CO_2$ [$tCO_2$] | 11,235.34 | 15,374.67 |
| | Emisiones $CH_4$ [$tCH_4$] | 85,152.03 | 117,084.04 |
| | Emisiones $N_2O$ [$tN_2O$] | - | 0.00 |
| **4. Emisiones fugitivas Petróleo por quema en antorcha** | Emisiones GEI [$tCO_2e$] | 4,951,779.83 | 6,763,105.45 |
| | Emisiones $CO_2$ [$tCO_2$] | 4,848,935.10 | 6,622,935.75 |
| | Emisiones $CH_4$ [$tCH_4$] | 2,956.67 | 4,021.07 |
| | Emisiones $N_2O$ [$tN_2O$] | 75.69 | 104.07 |
| **5. Emisiones fugitivas Gas por Venteo** | Emisiones GEI [$tCO_2e$] | 81,479.01 | 5,140,657.13 |
| | Emisiones $CO_2$ [$tCO_2$] | 107.07 | 1,376.59 |
| | Emisiones $CH_4$ [$tCH_4$] | 2,906.14 | 183,545.73 |
| | Emisiones $N_2O$ [$tN_2O$] | - | 0.00 |
| **6. Emisiones fugitivas Gas por quema en antorcha** | Emisiones GEI [$tCO_2e$] | 9,382.59 | 12,509.29 |
| | Emisiones $CO_2$ [$tCO_2$] | 9,177.29 | 12,236.38 |
| | Emisiones $CH_4$ [$tCH_4$] | 5.81 | 7.65 |
| | Emisiones $N_2O$ [$tN_2O$] | 0.16 | 0.22 |
| **7. Emisiones por quema en antorcha y venteo en perforación** | Emisiones GEI [$tCO_2e$] | - | 0.00 |
| | Emisiones $CO_2$ [$tCO_2$] | - | 0.00 |
| | Emisiones $CH_4$ [$tCH_4$] | - | 0.00 |
| | Emisiones $N_2O$ [$tN_2O$] | - | 0.00 |
| **8. Emisiones por quema en antorcha y venteo en producción** | Emisiones GEI [$tCO_2e$] | 7,701.67 | 126,029.57 |
| | Emisiones $CO_2$ [$tCO_2$] | 4.75 | 79.97 |
| | Emisiones $CH_4$ [$tCH_4$] | 274.89 | 4,498.20 |
| | Emisiones $N_2O$ [$tN_2O$] | - | 0.00 |
| **Subtotal por tipo de emisión** | Subtotal Emisiones $CO_2$ [$tCO_2$] | 4,869,472.55 | 7,160,550.21 |
| | Subtotal Emisiones $CH_4$ [$tCH_4$] | 91,472.94 | 7,405,159.28 |
| | Subtotal Emisiones $N_2O$ [$tN_2O$] | 75.85 | 104.30 |
| | Total Emisiones GEI [$tCO_2e$] | 7,450,815.52 | 214,532,648.57 |
| **Subtotal de emisiones por actividad** | Subtotal de Emisiones por petróleo [$tCO_2e$] | 7,352,252.25 | 209,253,452.58 |
| | Subtotal de Emisiones por gas [tCO2e] | 90,861.60 | 5,153,166.42 |
| | Subtotal de Emisiones por pozos [tCO2e] | 7,701.67 | 126,029.57 |
| | Total Emisiones GEI [tCO2e] | 7,450,815.52 | 214,532,648.57 |

Tabla 3. Ejemplo de los datos recabados y la estructura de los cálculos obtenidos. Campo Akal, 2004.

El volumen y la composición de las emisiones de cada campo petrolero puede variar. El volumen y composición de las emisiones entre el *factor inferior* y *superior* varían según la ubicación de la actividad petrolera (terrestre, aguas someras o aguas profundas), el tipo de hidrocarburo extraído (gas o petróleo), así como el número de pozos perforados y en producción. De tal suerte que el volumen y la composición final de las emisiones petroleras es el resultado de la combinación de los factores de estimación para cada parte del proceso, con respecto a la configuración de la actividad productiva (volumen extraído y número de pozos).

Así, tenemos que de cada 100 toneladas de bióxido de carbono equivalente ($tCO_2e$) emitidas como resultado de la extracción de hidrocarburos en México (modeladas para el periodo 2001 al 2019), estas se conforman en promedio de la siguiente manera, según el tipo de hidrocarburo y la ubicación del yacimiento[21]:

Composición de emisiones para la extracción de *gas natural*

| Ubicación del campo | Composición *factor inferior* | | | Composición *factor superior* | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | $CO_2$ | $CH_4$ ($CO_2e$) | $N_2O$ ($CO_2e$) | $CO_2$ | $CH_4$ ($CO_2e$) | $N_2O$ ($CO_2e$) |
| Terrestre | 10.22% | 89.74% | 0.05% | 0.26% | 99.73% | 0.00% |
| Aguas someras | 10.22% | 89.74% | 0.05% | 0.26% | 99.73% | 0.00% |

Composición de emisiones para la extracción de *petróleo crudo*

| Ubicación del campo | Composición *factor inferior* | | | Composición *factor superior* | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | $CO_2$ | $CH_4$ ($CO_2e$) | $N_2O$ ($CO_2e$) | $CO_2$ | $CH_4$ ($CO_2e$) | $N_2O$ ($CO_2e$) |
| Terrestre | 66.15% | 33.58% | 0.27% | 66.01% | 33.72% | 0.27% |
| Aguas someras | 66.10% | 33.62% | 0.27% | 3.42% | 96.57% | 0.01% |

Tabla 4. Composición promedio de emisiones fugitivas

Es decir, en el escenario óptimo (*factor inferior*), por cada 100 $tCO_2e$ generadas en un campo de aguas someras donde se extrae petróleo crudo, el 66.10% corresponde a $CO_2$, mientras que, considerando el peor escenario (*factor superior*), por cada 100 $tCO_2e$, ahora 96.57% corresponderían a $CH_4$. De hecho, tanto para la extracción de gas como de petróleo, se puede observar que las emisiones de metano son las que más riesgo presentan de elevarse ante las malas prácticas y negligencias de los operadores petroleros. De esta manera, el *factor superior* no solo significa que ante el mismo volumen de hidrocarburo producido se produce un volumen mayor de emisiones, sino que la composición de estas cambia.

El escenario estimado de emisiones fugitivas totales, determinado por el *factor superior*, modelado con respecto de la configuración de la actividad petrolera en México del 2001 al 2019, es en promedio 25.06 veces el volumen de las emisiones de $CO_2e$ con respecto del escenario del *factor inferior*. Como referencia, se cotejaron estos resultados con respecto de los datos del Inventario

[21] No es posible modelar las emisiones correspondientes a aguas profundas puesto que no hay aún pozos productivos operando en México.

Nacional de Emisiones (INEGyCEI), teniendo como resultado que, para el periodo de 2001 al 2017[22], el INECC reportó en promedio 3.89 veces las emisiones del *factor inferior*, utilizando los factores de estimación del IMP. Ante las críticas que el propio INECC realiza a los factores de estimación propuestos por el IMP, se recurrió a modelar nuevamente las emisiones utilizando la metodología propuesta por el Climate Accountability Institute (CAI) en su documento de 2019 *Carbon Majors: Updating activity data, adding entities, & calculating emissions: A Training Manual*[23] en el que propone los siguientes factores:

| Fuente de emisión | | Petróleo crudo | Gas natural |
|---|---|---|---|
| | | Kg $CO_2$ /t$CO_2$ en combustión | |
| Extracción | Emisiones fugitivas (metano) | 40.39 | 207.445 |
| | Venteo | 3.833 | 28.53 |
| | Quema | 15.94 | 1.736 |
| | Uso como combustible interno | | 59.24 |

| Fuente de emisión | | Petróleo crudo | Gas natural |
|---|---|---|---|
| | | Kg $CO_2$/barril | Kg $CO_2$/MPC |
| Procesamiento | Usos no energéticos | 52.4 | 1.04 |
| Combustión | Combustión | 371.4 | 53.4 |

Tabla 5. Factores de estimación del Climate Accountabilty Institute (2019)

Nota: Por la estructura de la metodología del CAI, los factores para las fuentes de emisión de extracción se calculan sobre las emisiones resultado de la combustión, aunque son fácilmente convertibles a kg$CO_2$ por $m^3$ de producción.

El resultado de la modelación con la metodología del CAI, para el proceso de extracción, arroja en promedio 5.21 veces el volumen del *factor inferior* (ver Tabla 6). Para la comparación de los resultados de cada modelo, en la Gráfica 1 y Tabla 7 se presentan los volúmenes de producción petrolera y gasífera del país correspondientes al 2001-2017, así como los resultados de los diferentes modelos de estimación de emisiones[24] para esos años.

[22] 2017 es el año más reciente para el que el INEGyCEI tiene resultados.

[23] Disponible en: http://climateaccountability.org/pdf/TrainingManual%20CAI%2030Sep19lores.pdf, el documento con la metodología completa se encuentra disponible aquí: https://storage.googleapis.com/planet4-philippines-stateless/2019/05/2ae27cd6-mrr-8.3-7nov13.pdf, y los anexos con las tablas se encuentran aquí: http://climateaccountability.org/carbonmajors_dataset.html

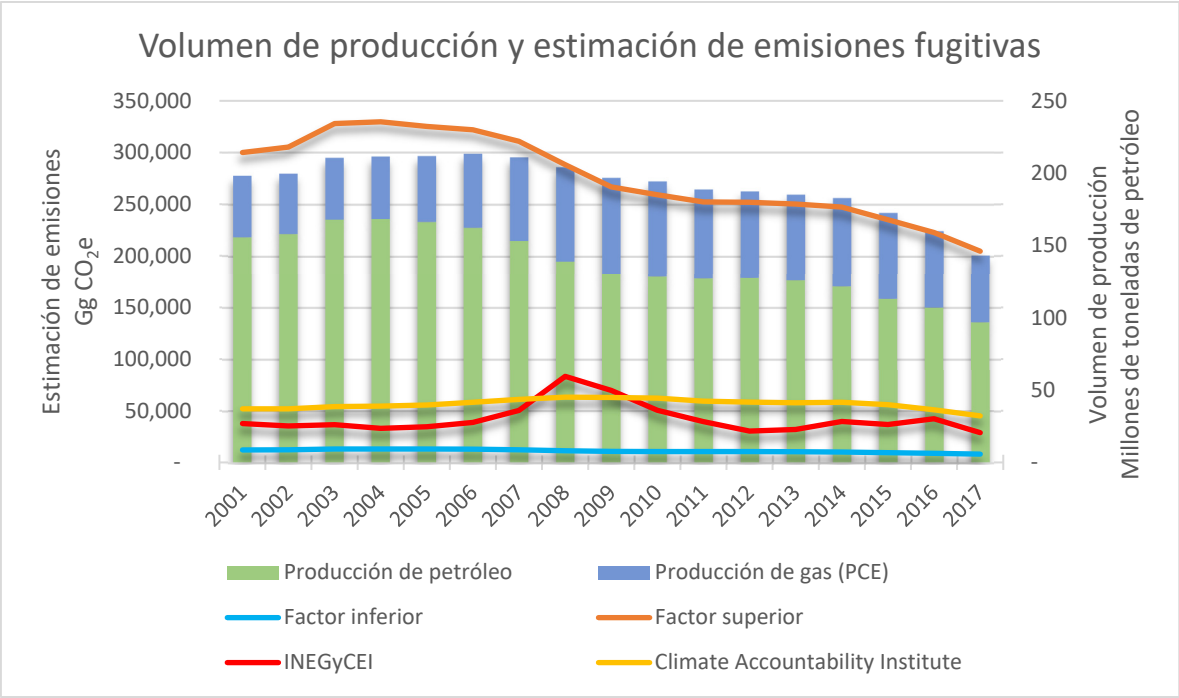
[24] El INECC reporta en el INEGyCEI que, estimado con información de Pemex, del 2008 al 2009 hubo un aumento significativo de las emisiones de GEI por quema en antorcha, tras un incremento en la quema de gas asociado en el campo Cantarell de la región marina noreste de Pemex, por tener un alto contenido de nitrógeno, este lote de gas (aproximadamente 39% de la producción) no pudo enviarse a proceso. Esto explica el pico en las emisiones del inventario para esos años.

| Fuente de estimación | Promedio de número de veces el *factor inferior* para la producción 2001-2017 |
|---|---|
| Acuerdo 2015 - *Factor inferior* | 1.00 |
| INECC - INEGyCEI | 3.89 |
| CAI - Carbon Majors | 5.21 |
| Acuerdo 2015 - *Factor superior* | 25.06 |

Tabla 6. Comparación de modelos de emisiones con respecto del Acuerdo 2015

| Año | Volumen de producción de petróleo | Volumen de producción de gas | *Factor inferior* | *Factor superior* | INEGyCEI | Climate Accountability Institute |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Miles de $m^3$ | Millones de $m^3$ | Emisiones en Gg $CO_2e$ | | | |
| 2001 | 182,016 | 46,811 | 12,034 | 299,908 | 37,545 | 51,853 |
| 2002 | 184,570 | 46,011 | 12,190 | 305,242 | 35,167 | 51,763 |
| 2003 | 196,053 | 47,054 | 12,929 | 328,013 | 36,458 | 53,962 |
| 2004 | 196,519 | 47,668 | 12,978 | 329,807 | 32,854 | 54,372 |
| 2005 | 194,227 | 50,193 | 12,880 | 325,285 | 34,503 | 55,467 |
| 2006 | 189,643 | 56,228 | 12,682 | 321,934 | 38,581 | 58,210 |
| 2007 | 178,991 | 63,685 | 12,115 | 310,803 | 50,300 | 60,898 |
| 2008 | 162,525 | 71,937 | 11,194 | 288,144 | 83,335 | 63,215 |
| 2009 | 152,100 | 73,721 | 10,586 | 266,591 | 69,648 | 62,751 |
| 2010 | 149,881 | 73,138 | 10,463 | 259,141 | 50,446 | 62,112 |
| 2011 | 148,389 | 68,456 | 10,345 | 252,053 | 39,359 | 59,275 |
| 2012 | 148,735 | 66,611 | 10,386 | 251,753 | 30,180 | 58,288 |
| 2013 | 146,777 | 66,088 | 10,273 | 250,069 | 31,777 | 57,719 |
| 2014 | 141,860 | 68,191 | 9,982 | 247,123 | 39,504 | 58,208 |
| 2015 | 131,824 | 66,397 | 9,329 | 234,969 | 36,632 | 55,791 |
| 2016 | 124,712 | 59,280 | 8,784 | 222,457 | 42,219 | 50,797 |
| 2017 | 112,905 | 51,997 | 7,939 | 204,462 | 28,819 | 45,051 |

Tabla 7. Volumen de producción y estimación de emisiones según cada modelo




Gráfica 1. Resultado de modelación de emisiones por metodología

## V. Cálculo de emisiones acumuladas y potenciales por los hidrocarburos de cada campo petrolero

En México no se realizan mediciones directas de emisiones en el sector de hidrocarburos, no se tiene un sistema de inspección y vigilancia eficiente, y no se puede constatar que las instalaciones del sector se encuentren en un estado adecuado. Así, por ejemplo, cuando en 2017 la Alianza Mexicana Contra el Fracking, en alianza con Earthworks[25] realizó una inspección a instalaciones de Pemex Exploración y Producción (PEP) en Papantla y Poza Rica, Veracruz, utilizando una cámara especializada[26] en la detección de emisiones de metano y compuestos orgánicos volátiles, encontró un volumen alarmante de emisiones fugitivas, densas y continuas, sin relación con la quema y el venteo programados[27]. Este es un ejemplo de la incertidumbre referida con respecto de la estimación de emisiones, si se utilizan factores que consideran que las instalaciones petroleras del país están en condiciones óptimas.

De modo que, ante este contexto de incertidumbres, de metodologías con factores no replicables con información pública, y como resultado del análisis de los distintos escenarios derivados de las metodologías de estimación de emisiones, se decidió para este estudio utilizar la metodología del

[25] Organización de la sociedad civil basada en E.U. especializada en brindar a las comunidades herramientas para documentar fugas de gases tóxicos y/o de efecto invernadero en instalaciones petroleras.
[26] Cámara infrarroja FLIR GasFinder 320.
[27] Videos disponibles en: https://www.youtube.com/watch?v=efHp4CmBB4A, https://www.youtube.com/watch?v=lZPYIRGi2s0, https://www.youtube.com/watch?v=sIb9uCIgEHM, https://www.youtube.com/watch?v=bOvgv7VIanc, https://www.youtube.com/watch?v=jkUksZw3dJ8, https://www.youtube.com/watch?v=eOcXmENIKJQ

CAI para calcular las emisiones potenciales de la producción acumulada de cada campo petrolero en México (desde 1960 hasta 2019), así como las emisiones potenciales que vendrían como resultado de la explotación de las reservas conocidas (a enero de 2019) que tienen al menos cincuenta por ciento de probabilidades de ser recuperadas en México (reservas 2P: probadas + probables). Esto es, los resultados cartográficos de este estudio, así como la base de datos asociada, se construyó utilizando los resultados del modelaje basado en la metodología del CAI, pero sabiendo que el rango de incertidumbre está ahí, y que las emisiones del sector, si no hay inspección y vigilancia eficientes, podrían ser mucho mayores a lo reportado. Los factores de estimación propuestos por el CAI tienen la ventaja de ser los más recientes, de permitir calcular las emisiones para cada campo petrolero con la información pública existente y, además, de permitir calcular las emisiones potenciales resultantes no solo del proceso de extracción de hidrocarburos, sino del procesamiento y combustión de los hidrocarburos extraídos.

De nueva cuenta, los datos utilizados para realizar los cálculos correspondientes a la producción acumuladas de gas y petróleo de cada campo petrolero del país desde 1960 hasta 2019, así como el volumen remanente de las reservas de hidrocarburos probadas, probables y posibles, provino del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. La información se generó de manera desagregada para cada campo petrolero del país, y se encuentra disponible en el Anexo 2. La estructura de la base de datos obtenida, con los resultados para cada campo petrolero, se puede observar en la tabla 8.

Para facilitar la comprensión de las emisiones, y dotarlas de una dimensión significativa que fuera expresable de manera cartográfica para cada campo petrolero, se realizó de manera ilustrativa una conversión de cuántos árboles habría que plantar y mantener por 10 años, para capturar las emisiones de bióxido de carbono equivalentes generadas por la extracción y uso de los hidrocarburos de cada campo petrolero. Este cálculo se hizo con base en los factores[28] utilizados por la *Calculadora de Equivalencias de Gases de Efecto Invernadero* de la Environmental Protection Agency (EPA) de Estados Unidos. Este factor considera 16.5352 kg de $CO_2$ secuestrado por cada árbol estimado para su plantación, considerando que, tras 5 años, la probabilidad de sobrevivencia de los árboles plantados fuera de 68%, y al cabo de 10 años ésta fuera de 59%. A su vez, con el número de árboles estimado para su plantación, se consideró la superficie necesaria para poder plantarlos, a razón de 1,000 árboles por hectárea, que es un estándar aproximado para la reforestación en zonas forestales de México. De esta manera, las emisiones provenientes de la extracción y uso de los hidrocarburos de cada campo petrolero, es expresada no solo en miles de toneladas de bióxido de carbono equivalente, sino en el número de hectáreas que tendrían que ser reforestadas y mantenidas por 10 años para mitigar las emisiones ahí generadas.

[28] Disponible en: https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gases-equivalencies-calculator-calculations-and-references

| | | Descripción: | | Fuente: | Unidad: | 1 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Datos originales provenientes de la Comisión Nacional de Hidrocarburos para cada campo petrolero | | Nombre oficial del campo | | Comisión Nacional de Hidrocarburos | Nombre | Abkatún |
| | | Ubicación del campo | | | Ámbito | Aguas someras |
| | | Producción acumulada (1960-2019) | Producción de petróleo crudo | | Millones de barriles (MMb) | 2,252.78 |
| | | | Producción de gas natural | | Miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) | 1,864.41 |
| | | Reservas 2P actualizadas a enero 2019 | Reservas de petróleo crudo | | Millones de barriles (MMb) | 42.76 |
| | | | Reservas de gas natural | | Miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) | 47.81 |
| Cálculos de emisiones y mitigación para la producción acumulada (1960-2019) | Emisiones de la extracción | Gas natural | Emisiones fugitivas (metano) | Elaboración propia, con base en metodología del Climate Accountability Institute (CAI), Carbon Majors (2019). | Toneladas de bióxido de carbono equivalente ($tCO_2e$) | 20,653,105.39 |
| | | | Emisiones por venteo | | | 2,840,430.46 |
| | | | Emisiones por quema | | | 172,835.17 |
| | | | Emisiones por uso interno de gas como combustible | | | 5,897,900.47 |
| | | Petróleo crudo | Emisiones fugitivas (metano) | | | 33,793,539.38 |
| | | | Emisiones por venteo | | | 3,206,997.68 |
| | | | Emisiones por quema | | | 13,336,692.69 |
| | | Gas y petróleo | Suma de emisiones del proceso de extracción | | | 79,901,501.24 |
| | Emisiones del procesamiento | Gas | Emisiones del procesamiento | | | 1,938,985.10 |
| | | Petróleo | | | | 118,045,439.82 |
| | | Gas y petróleo | Suma de emisiones del procesamiento | | | 119,984,424.92 |
| | Emisiones de la combustión | Gas | Emisiones de la combustión | | | 99,559,427.25 |
| | | Petróleo | | | | 836,680,846.33 |
| | | Gas y petróleo | Suma de emisiones de la combustión | | | 936,240,273.58 |
| | Emisiones totales | Gas | Suma de emisiones provenientes del gas | | | 131,062,683.83 |
| | | Petróleo | Suma de emisiones provenientes del petróleo | | | 1,005,063,515.90 |
| | | Gas y petróleo | Suma de emisiones provenientes del gas y petróleo | | | 1,136,126,199.73 |
| | Árboles necesarios para mitigar emisiones | Gas y petróleo | Extracción | Elaboración propia, factores de EPA. | Árboles | 1,321,188,240.80 |
| | | | Procesamiento | | | 1,983,967,870.69 |
| | | | Combustión | | | 15,480,931,156.91 |
| | Superficie necesaria para reforestar | Gas y petróleo | Extracción | Elaboración propia, estimación CONAFOR. | Hectáreas (ha) | 1,321,188.24 |
| | | | Procesamiento | | | 1,983,967.87 |
| | | | Combustión | | | 15,480,931.16 |

Tabla 8. Estructura de la base de datos resultante de los cálculos de emisiones y mitigación, para la producción acumulada y las reservas 2P.

## VI. Resultados de estimación de emisiones de GEI por la producción de campo petrolero

*Producción acumulada (1960-2019)*

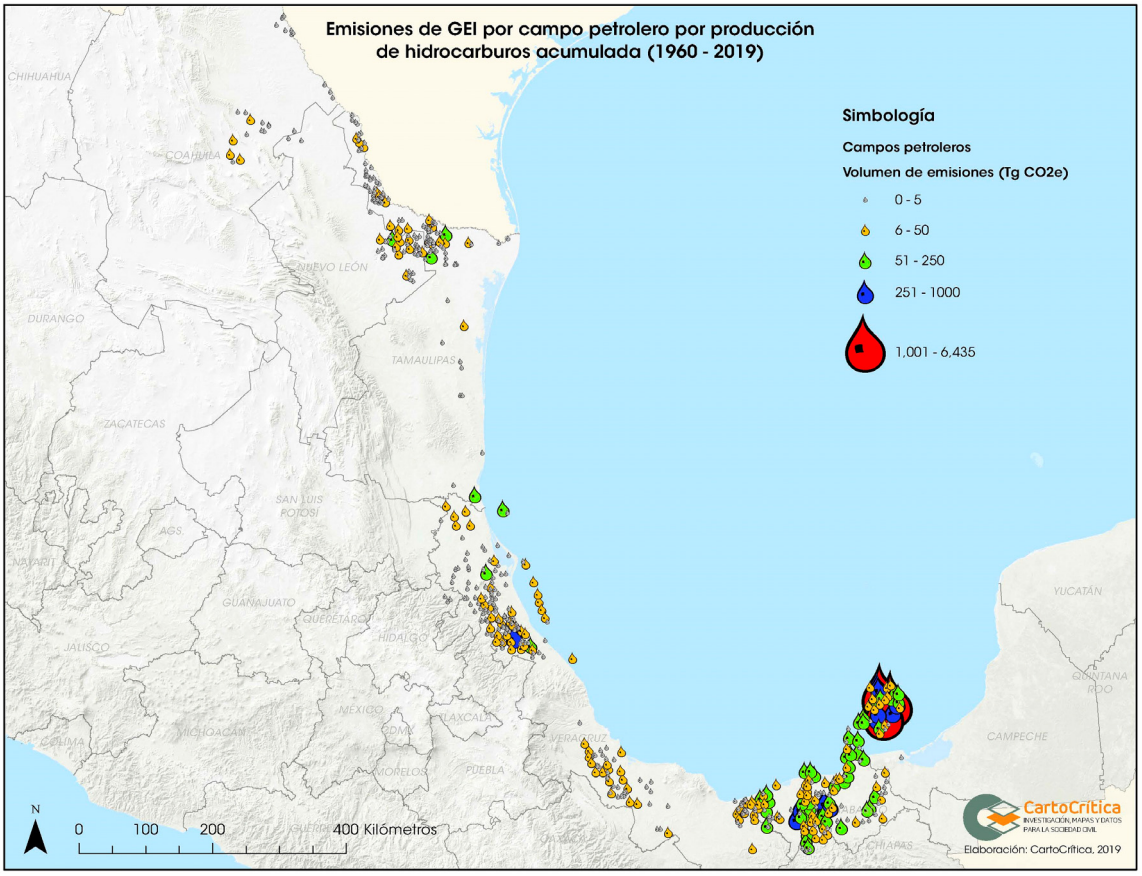
En México, para el periodo 1960-2019, la producción acumulada de petróleo fue de 41,602 millones de barriles (MMb), mientras que la producción acumulada de gas para el mismo periodo fue de 76,803 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc). La extracción, procesamiento y uso de estos hidrocarburos provenientes del subsuelo mexicano ha significado la generación potencial de al menos 23,959.60 millones de toneladas de bióxido de carbono equivalente (Tg $CO_2e$), calculadas con la metodología del Climate Accountability Institute (CAI) (ver Tabla 8). La mayor cantidad de emisiones provienen del procesamiento y combustión de estos hidrocarburos, que se estima en 91% del total de las emisiones, el 9% restante proviene de la fase de extracción, generada directamente sobre los campos petroleros (ver tabla 9 y mapa 1).

| Actividad | | | Aguas someras | Terrestre | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Tg $CO_2e$ | | |
| Extracción | Gas natural | *Fugitivas (metano)* | *282.31* | *568.49* | *850.80* |
| | | *Venteo* | *38.83* | *78.18* | *117.01* |
| | | *Quema* | *2.36* | *4.76* | *7.12* |
| | | *Uso interno como combustible* | *80.62* | *162.34* | *242.96* |
| | | **Subtotal gas** | **404.12** | **813.77** | **1,217.89** |
| | Petróleo crudo | *Fugitivas (metano)* | *427.83* | *196.24* | *624.07* |
| | | *Venteo* | *40.60* | *18.62* | *59.22* |
| | | *Quema* | *168.84* | *77.45* | *246.29* |
| | | **Subtotal petróleo** | **637.27** | **292.31** | **929.58** |
| | | **Subtotal extracción** | **1,041.39** | **1,106.08** | **2,147.47** |
| **Procesamiento** | **Gas natural** | Procesamiento | 26.50 | 53.37 | 79.88 |
| | **Petróleo crudo** | Procesamiento | 1,494.46 | 685.49 | 2,179.95 |
| | | **Subtotal procesamiento** | **1,520.96** | **738.86** | **2,259.82** |
| **Combustión** | **Gas natural** | Combustión | 1,360.90 | 2,740.42 | 4,101.31 |
| | **Petróleo crudo** | Combustión | 10,592.39 | 4,858.61 | 15,451.00 |
| | | **Subtotal combustión** | **11,953.29** | **7,599.02** | **19,552.31** |
| | | **Total** | **14,515.64** | **9,443.96** | **23,959.60** |

Tabla 9. Resultados de emisiones de GEI, por ubicación y actividad, proveniente de la producción acumulada de gas y petróleo en México 1960 – 2019

| Actividad | Hidrocarburo | Aguas someras | Terrestre | Total |
|---|---|---|---|---|
| Extracción | Gas | 1.7% | 3.4% | ***5.1%*** |
| | Petróleo | 2.7% | 1.2% | ***3.9%*** |
| Procesamiento | Gas | 0.1% | 0.2% | ***0.3%*** |
| | Petróleo | 6.2% | 2.9% | ***9.1%*** |
| Combustión | Gas | 5.7% | 11.4% | ***17.1%*** |
| | Petróleo | 44.2% | 20.3% | ***64.5%*** |
| | **Total** | ***60.6%*** | ***39.4%*** | |

Tabla 10. Resumen de la distribución porcentual de las emisiones de la producción acumulada (1960-2019) por ubicación y actividad



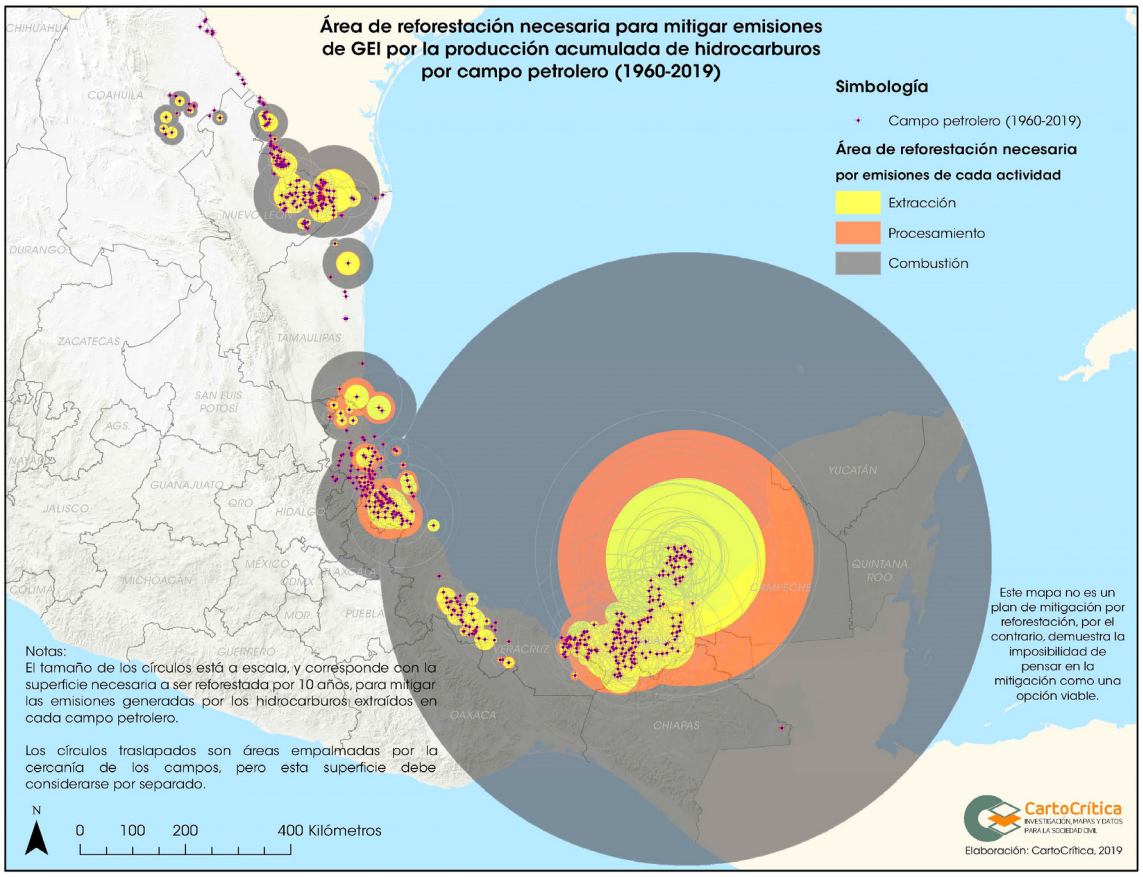

Mapa 1. Emisiones de GEI por campo petrolero, por producción de hidrocarburos (1960-2019)

Si se quisieran mitigar las emisiones de GEI, en torno a los campos petroleros de donde han sido extraídos los hidrocarburos, esto podría hacerse, al menos hipotéticamente, calculando el número de árboles y la extensión superficial necesaria para la plantación, considerando una permanencia mínima de 10 años para la plantación[29]. Si se pensara en reforestar en torno a los campos petroleros

[29] Este es un ejercicio hipotético para dimensionar el tamaño del reto que representa la mitigación, y como una forma de visualizar las emisiones de bióxido de carbono de una manera más tangible. No es de ninguna manera una propuesta formal de reforestación.

solo por aquellas emisiones que ocurrieron ahí mismo en los campos, es decir, como resultado de la extracción de los hidrocarburos de 1960-2019, sería necesario plantar una superficie de 355 mil km$^2$, considerando que tendrían que plantarse 35,508 millones de árboles (ver Tabla 11), esto equivale a la totalidad de la superficie de Chihuahua y Durango, durante 10 años.

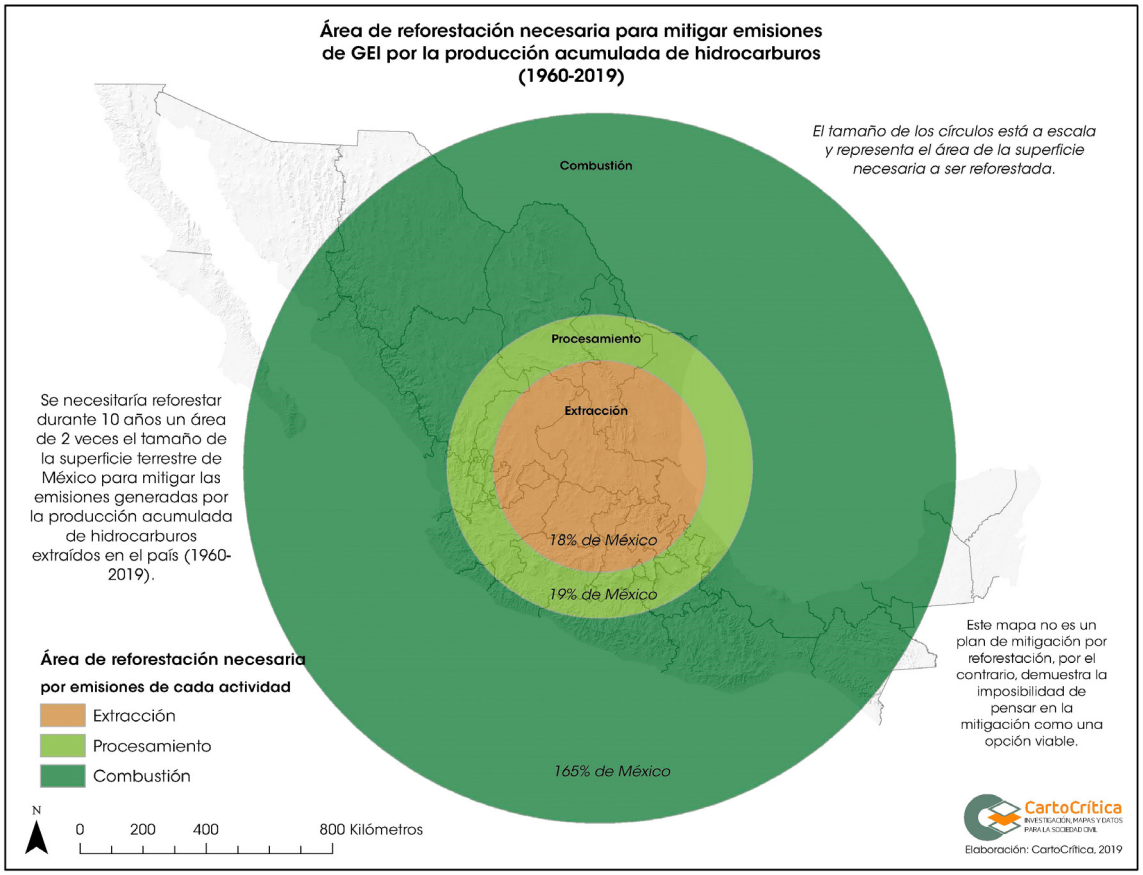
Si además de la mitigación por concepto de la extracción, quisiéramos mitigar las emisiones resultado del procesamiento y la combustión de los hidrocarburos extraídos en México entre 1960-2019, sería necesario reforestar una superficie equivalente a 2.02 veces la totalidad de la superficie terrestre del país, por al menos 10 años (ver tabla 11 y mapas 2 y 3).




Mapa 2. Área de reforestación necesaria para mitigar emisiones de GEI por la producción de hidrocarburos por campo petrolero (1960-2019)

| Etapa | Emisiones acumuladas (Tg $CO_2e$) | Árboles necesarios (millones) | Superficie necesaria para reforestar ($Km^2$) | Porcentaje de México que esto representa |
|---|---|---|---|---|
| Extracción | 2,147.47 | 35,508.83 | 355,088.25 | 18.1% |
| Procesamiento | 2,259.82 | 37,366.65 | 373,666.51 | 19.1% |
| Combustión | 19,552.31 | 323,301.62 | 3,233,016.18 | 165.0% |
| Total | 23,959.60 | 396,177.09 | 3,961,770.94 | 202.2% |

Tabla 11. Volumen de árboles y superficie que tendría que reforestarse para mitigar las emisiones acumuladas de los hidrocarburos extraídos en México (1960-2019)




Mapa 3. Área de reforestación necesaria para mitigar emisiones de GEI por la producción de hidrocarburos (1960-2019)

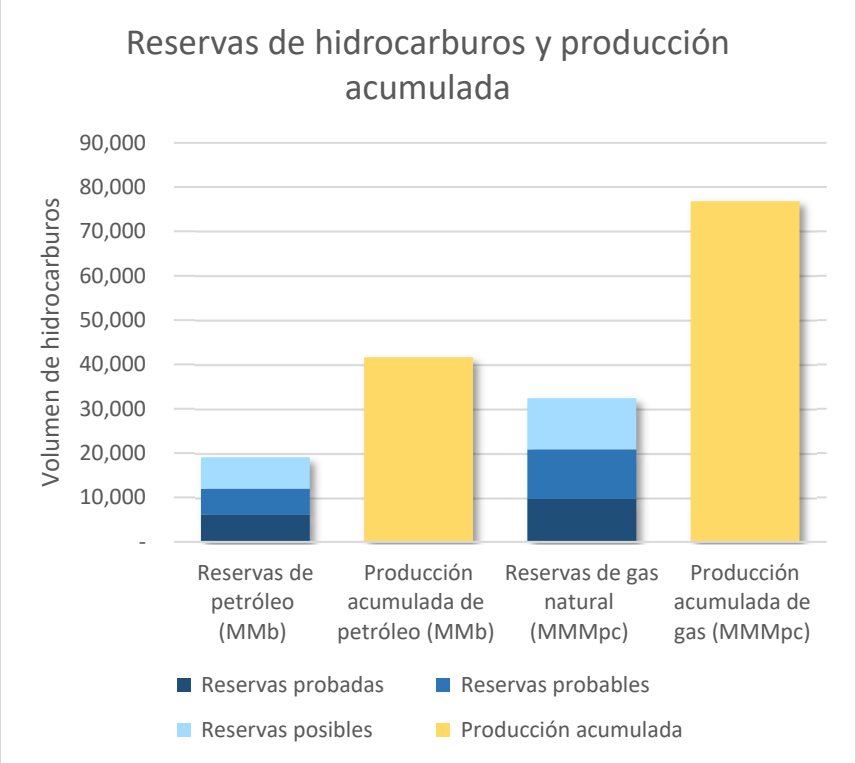
*Reservas 2P (Probadas y probables)*

La producción de hidrocarburos en México ha ido en decrecimiento continuo durante los últimos 12 años, sin ignorar que existen múltiples causas por las que esto puede ser así, la realidad es que las reservas fósiles de hidrocarburos del país han disminuido considerablemente, sin que se descubran nuevos yacimientos de importancia. A la fecha, considerando la totalidad de las reservas de petróleo y gas conocidas, estas corresponden al 46% y 42% respectivamente de la producción acumulada

1960-2019. Actualmente, con los datos de la CNH a enero de 2019, el volumen de reservas conocidas en México es el siguiente:

| Reservas y producción acumulada | Petróleo (MMb) | Gas natural (MMMpc) |
|---|---|---|
| Reservas probadas | 6,065.88 | 9,654.35 |
| Reservas probables | 5,879.15 | 11,170.00 |
| Reservas posibles | 7,101.85 | 11,543.23 |
| Producción acumulada (1960-2019) | 41,602.05 | 76,803.60 |

Tabla 12. Volumen de reservas de hidrocarburos en México a enero de 2019




Gráfica 2. Reservas de hidrocarburos en México a enero de 2019, y producción acumulada (1960-2019)

Con base en estos volúmenes se construyen las reservas conocidas como 1P, 2P y 3P, esto es:

1P = Probadas

2P = Probadas + Probables

3P = Probadas + Probables + Posibles

Este concepto se usa para representar una función de distribución acumulada, es decir, reservas que son un continuo, pero por convención se reportan los percentiles 90, 50 y 10 con respecto de la probabilidad de recuperar los volúmenes reportados (1P, 2P, 3P). De tal suerte que, si bien las

reservas 3P en ocasiones pueden ser muy grandes, existe solo el 10% de probabilidad de que se pueda recuperar el volumen reportado.

De cualquier manera, suponiendo que el 100% de las reservas fuera recuperable, con las reservas actuales solo se podría mantener el volumen de extracción de gas y petróleo por algunos años más al ritmo de 2018 (ver tabla 13), esto es entre 9.2 y 28.8 años para el petróleo (1P y 3P), y entre 5.5 y 18.4 años para el gas (1P y 3P). Considerando la misma comparación, pero basada en la conversión a petróleo crudo equivalente (PCE) de las reservas, queda una media de entre 7.94 y 25.32 años disponibles de extracción.

| Tipo | Años disponibles al ritmo extracción de 2018 | | |
|---|---|---|---|
| | Petróleo | Gas | PCE |
| 1P | 9.17 | 5.47 | 7.94 |
| 2P | 18.05 | 11.81 | 15.98 |
| 3P | 28.79 | 18.36 | 25.32 |

Tabla 13. Estimación de rango de tiempo para extraer las reservas al ritmo de producción de 2018

Ante la incertidumbre que resulta estimar los volúmenes finalmente recuperables de las reservas, para este estudio se estimaron las emisiones potenciales de las reservas 2P, ya que incluyen las reservas probadas y probables, y representan un 50% de probabilidades de ser recuperadas en su totalidad. Para el análisis de estos datos se ha calculado el 100% de las reservas 2P.

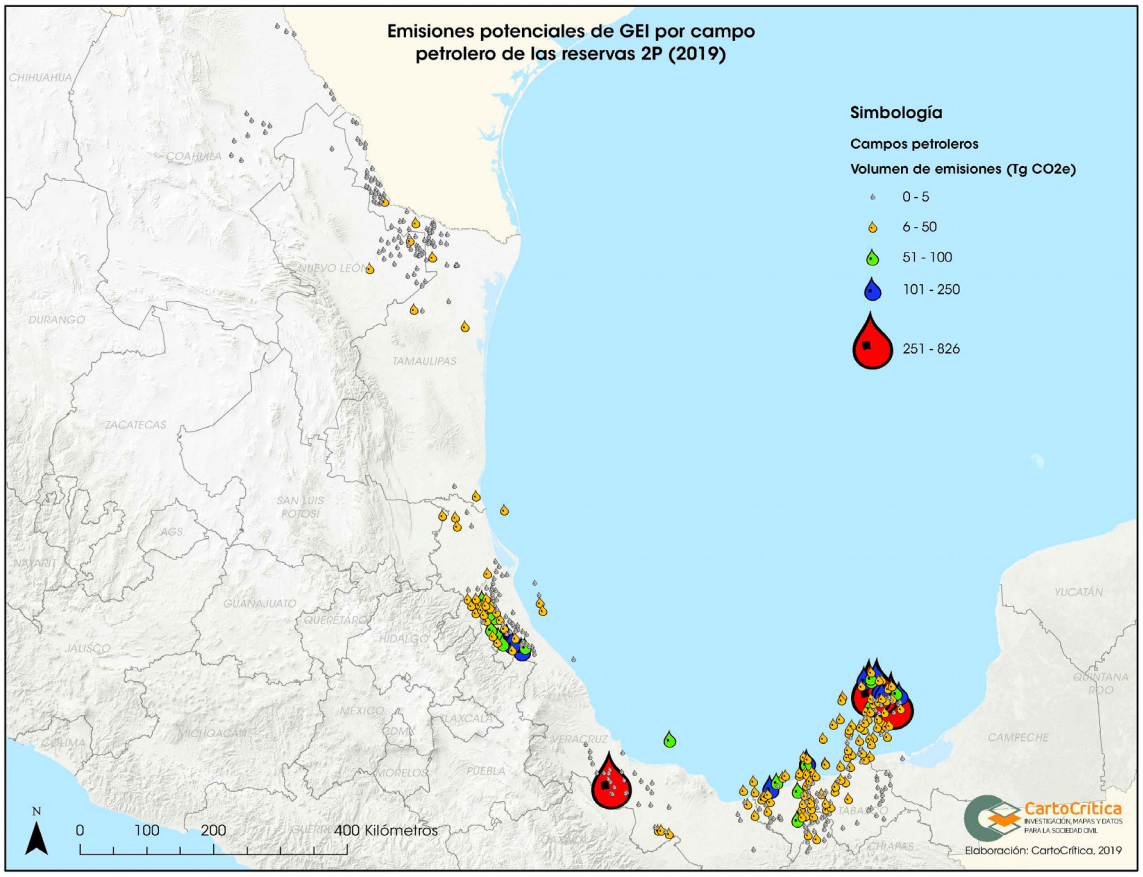
La extracción, procesamiento y uso de los hidrocarburos disponibles como reservas en el subsuelo mexicano generarían 6,793.1 millones de toneladas de bióxido de carbono equivalente (Tg $CO_2e$), (ver tabla 15), distribuidas entre el tiempo que tomara la extracción y procesamiento futuro de estos hidrocarburos. La mayor cantidad de emisiones provienen de la combustión de estos hidrocarburos, estimada en 81.7% del total, 9.5% del procesamiento y 8.8% durante la extracción (ver tabla 14).

| Actividad | Hidrocarburo | Aguas profundas | Aguas someras | Terrestre | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| Extracción | Gas | 0.2% | 1.5% | 3.1% | ***4.9%*** |
| | Petróleo | 0.0% | 2.7% | 1.2% | ***3.9%*** |
| Procesamiento | Gas | 0.0% | 0.1% | 0.2% | ***0.3%*** |
| | Petróleo | 0.0% | 6.4% | 2.8% | ***9.2%*** |
| Combustión | Gas | 0.7% | 5.2% | 10.4% | ***16.4%*** |
| | Petróleo | 0.0% | 45.5% | 19.8% | ***65.3%*** |
| | **Total** | ***1.0%*** | ***61.6%*** | ***37.5%*** | |

Tabla 14. Resumen de la distribución porcentual de las emisiones potenciales de las reservas 2P por ubicación y actividad

| Actividad | | | Aguas profundas | Aguas someras | Terrestre | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Tg $CO_2e$ | | | |
| Extracción de gas y petróleo | Gas natural | *Fugitivas (metano)* | *10.39* | *73.24* | *147.05* | *230.68* |
| | | *Venteo* | *1.43* | *10.07* | *20.22* | *31.73* |
| | | *Quema* | *0.09* | *0.61* | *1.23* | *1.93* |
| | | *Uso interno como combustible* | *2.97* | *20.92* | *41.99* | *65.88* |
| | | **Subtotal gas** | **14.87** | **04.85** | **210.50** | **330.22** |
| | Petróleo crudo | *Fugitivas (metano)* | - | *124.96* | *54.22* | *179.19* |
| | | *Venteo* | - | *11.86* | *5.15* | *17.00* |
| | | *Quema* | - | *49.32* | *21.40* | *70.72* |
| | | **Subtotal petróleo** | **-** | **86.14** | **80.77** | **266.91** |
| | | **Subtotal extracción** | **14.87** | **290.98** | **291.27** | **597.12** |
| Procesamiento | Gas natural | Procesamiento | 0.98 | 6.88 | 13.81 | 21.66 |
| | Petróleo crudo | Procesamiento | - | 436.51 | 189.41 | 625.92 |
| | | **Subtotal procesamiento** | **0.98** | **443.39** | **203.22** | **647.58** |
| Combustión | Gas natural | Combustión | 50.08 | 353.07 | 708.87 | 1,112.02 |
| | Petróleo crudo | Combustión | - | 3,093.89 | 1,342.49 | 4,436.38 |
| | | **Subtotal combustión** | **50.08** | **3,446.96** | **2,051.36** | **5,548.40** |
| | | **Total** | **65.93** | **4,181.33** | **2,545.85** | **6,793.10** |

Tabla 15. Resultados de emisiones de GEI potenciales, por ubicación y actividad, provenientes de las reservas 2P de gas y petróleo en México




Mapa 4. Emisiones potenciales de GEI por campo petrolero, con respecto de las reservas 2P (2019)

Para dimensionar la magnitud de estas emisiones, puede pensarse en el número de árboles por plantar, así como la superficie necesaria que ocuparían, manteniéndolos por un mínimo de 10 años, para compensar por las emisiones de GEI (ver tabla 16), resultado de la potencial extracción hidrocarburos correspondientes a las reservas 2P de cada campo petrolero, así como al procesamiento y combustión[30].

| Etapa | Emisiones acumuladas (Tg $CO_2e$) | Árboles necesarios (millones) | Superficie necesaria para reforestar ($Km^2$) | Porcentaje de México que esto representa |
|---|---|---|---|---|
| Extracción | 597.12 | 9,873.53 | 98,735.32 | 5.0% |
| Procesamiento | 647.58 | 10,707.82 | 107,078.16 | 5.5% |
| Combustión | 5,548.40 | 91,744.01 | 917,440.08 | 46.8% |
| Total | 6,793.10 | 112,325.36 | 1,123,253.57 | 57.3% |

Tabla 16. Volumen de árboles y superficie que tendría que reforestarse para mitigar las emisiones potenciales de las reservas 2P (2019)

[30] Este es un ejercicio hipotético para dimensionar el tamaño del reto que representa la mitigación, y como una forma de visualizar las emisiones de bióxido de carbono de una manera más tangible. No es de ninguna manera una propuesta formal de reforestación.

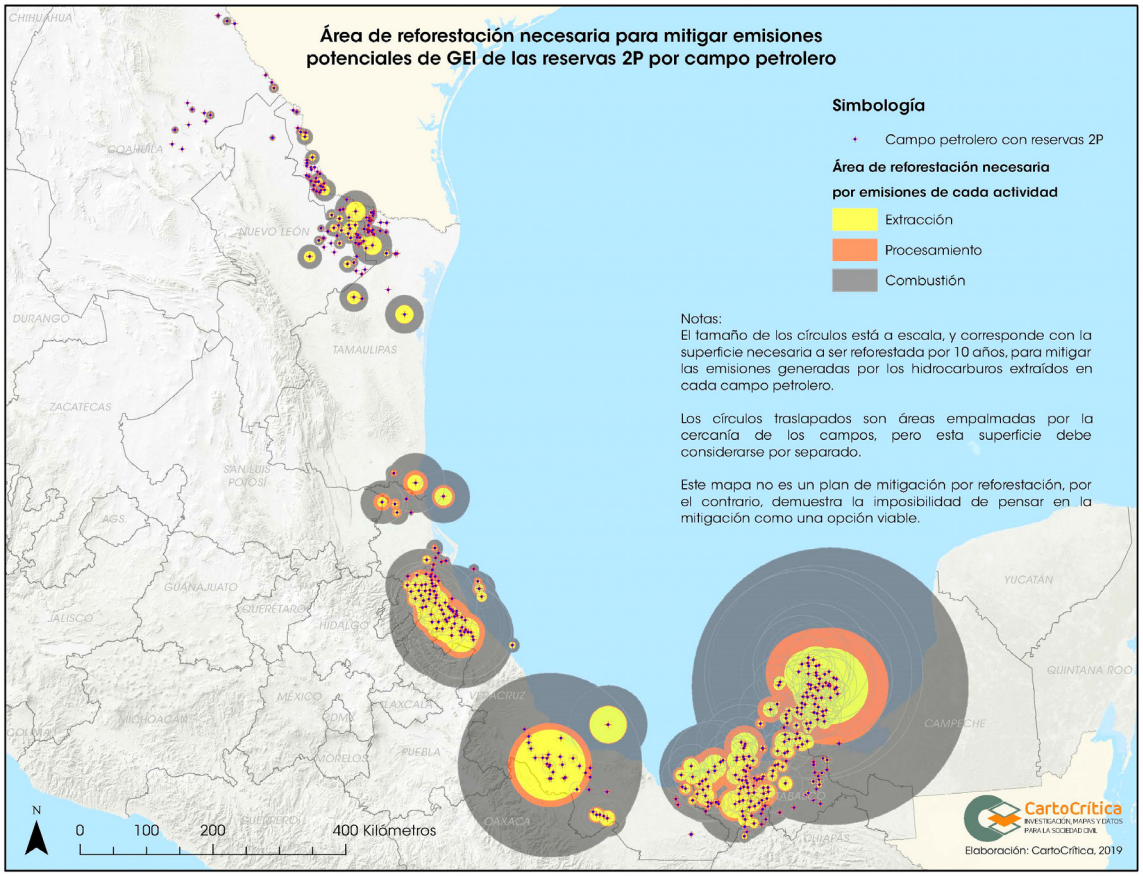
Para mitigar el porcentaje de emisiones generado nada más como resultado del proceso de extracción, sería necesario sembrar 9,873.53 millones de árboles, 10,707.82 millones de árboles más para mitigar las emisiones potenciales del procesamiento y, finalmente, 91,744.01 millones de árboles más para mitigar las emisiones producto de la combustión. Esto es un total de 112,325.36 millones de árboles necesarios, para los que sería necesario destinar una superficie de 1,123,253 $Km^2$, que equivale al 57% de la totalidad de la superficie terrestre de México, por al menos 10 años. Considerando que, manteniendo el ritmo de producción de 2018, la extracción de estos hidrocarburos ocurriría en una media de 15.98 años, esto quiere decir que sería necesario el siguiente ritmo de reforestación para mitigar las emisiones:

| Etapa | Total de árboles necesarios (millones) | Árboles por año (millones) | Superficie necesaria por año ($km^2$) | Superficie de México anual necesaria por 10 años |
|---|---|---|---|---|
| Extracción | 9,873.53 | 617.97 | 6,179.72 | 0.3% |
| Procesamiento | 10,707.82 | 670.19 | 6,701.89 | 0.3% |
| Combustión | 91,744.01 | 5,742.14 | 57,421.41 | 2.9% |
| Total | 112,325.36 | 7,030.30 | 70,303.01 | 3.6% |

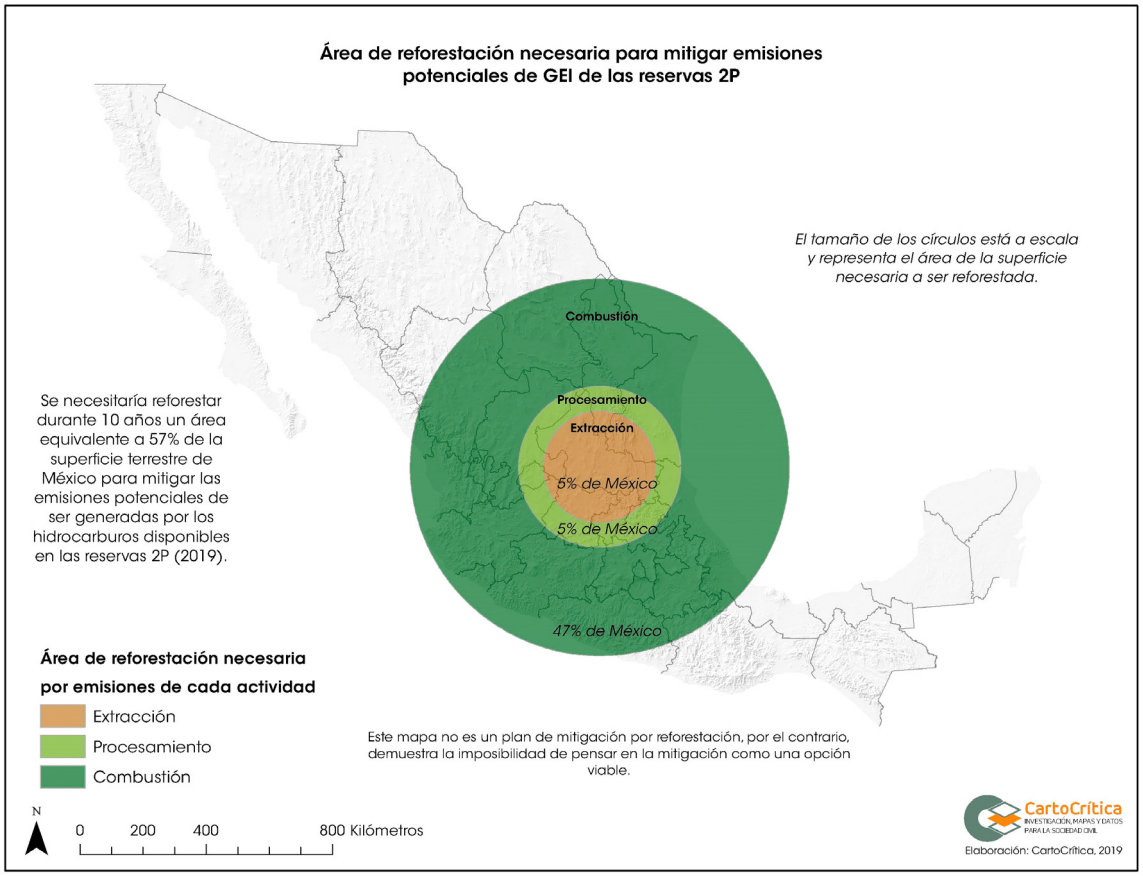
Tabla 17. Estimación de árboles y superficie necesaria anualmente para mitigar emisiones

Para dimensionar el tamaño de este reto, se puede considerar a uno de los programas prioritarios del gobierno federal actual, el programa de desarrollo rural denominado "*Sembrando Vida*", a cargo de la Secretaría del Bienestar. Este programa contempla la restauración productiva de las tierras por medio de un programa de empleo para la reforestación con árboles frutales. De acuerdo con el *1er Informe de Gobierno 2018-2019 de la Presidencia de la República*[31] este programa tiene como una de sus metas sembrar 552.54 millones de árboles en 2019. Tuvo un presupuesto de $13,426.14 millones de pesos en 2019 y un presupuesto aprobado para el 2020 de $25,130.91 millones de pesos. Sin embargo, la meta anual de reforestación de *Sembrando Vida,* no alcanzaría ni siquiera para mitigar las emisiones correspondientes al proceso de la extracción y, al considerar las emisiones del procesamiento y la combustión, resulta que se necesitaría reforestar anualmente con 7,030.3 millones de árboles, esto es 12.72 veces la meta anual de *Sembrando Vida*. Lograr esto, equivaldría a reforestar cada año, a razón de mil árboles por hectárea, la superficie entera del estado de Veracruz (ver mapas 5 y 6).

[31] Disponible en: https://presidente.gob.mx/wp-content/uploads/2019/09/PRIMER-INFORME-DE-GOBIERNO-2018-2019.pdf




Mapa 5. Área de reforestación necesaria para mitigar emisiones potenciales de GEI de las reservas 2P (2019) por campo petrolero




Mapa 6. Área de reforestación necesaria para mitigar emisiones potenciales de GEI de las reservas 2P (2019)

## VII. Conclusiones

Las emisiones de gases de efecto invernadero resultado de la producción acumulada de hidrocarburos extraídos por Pemex, la posicionan como la 9° empresa petrolera más contaminante del mundo, de acuerdo al estudio *Carbon Majors* del Climate Accountability Institute.[32] México no es un jugador menor con respecto a la emisión global de gases de efecto invernadero, ya que ocupa el lugar número 10 a nivel mundial[33]. De las emisiones anuales del país, la extracción, procesamiento y uso de combustibles fósiles contribuye con más del 70% de las emisiones.

Desde luego, la mitigación tendría que ser inminente y obligada a nivel global para cada emisión, residuo o contaminante generado y transferido al agua, suelo o aire. Como puede verse con el ejercicio hipotético de árboles y superficie necesaria para mitigar las emisiones, es imposible mitigar la totalidad de las emisiones manteniendo una matriz energética basada en combustibles fósiles, así como los niveles de producción y consumo actuales. Dar solución a la emergencia climática implica dejar los hidrocarburos en el subsuelo, tomar medidas radicales a nivel global que nos lleven a vivir mejor, consumiendo menos.

[32] Disponible en: http://climateaccountability.org/carbonmajors.html
[33] De acuerdo con la información de Climate Watch del World Resources Institute. Disponible en: https://www.climatewatchdata.org/

De cualquier manera, mientras esto ocurre, es necesario reducir a niveles mínimos las emisiones, así como la incertidumbre en su cálculo para cualquier sector, pero principalmente del que más emisiones genera en México y en el mundo, como son los hidrocarburos. Para ello, la prevención y mantenimiento oportuno de las instalaciones, las mediciones de emisiones directas en campo, así como la inspección y vigilancia efectiva por parte de la autoridad son inminentes. Paralelo a esto, la transparencia de la información sobre las operaciones, así como sobre los resultados de las mediciones directas, y de la inspección y vigilancia, resultan indispensables

Existen mejores metodologías, con menores rangos de incertidumbre, para el cálculo de emisiones provenientes de la producción de hidrocarburos. Por ejemplo, la calculadora de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero por Producción de Petróleo (OPGEE, por sus siglas en inglés) elaborada por la Escuela de Ciencias de la Tierra, Energía y Medio Ambiente de la Universidad de Stanford, sin embargo, no es posible utilizarla en México puesto que no se cuenta con la información pública suficiente. El Centro Nacional de Información de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos genera ya gran cantidad de información multitemática sobre el sector, pero aún en el marco de sus atribuciones podría incorporar nuevos indicadores de información desagregada en el tiempo y el espacio, para cada campo y pozo petrolero, que permitan realizar mejores estimaciones sobre emisiones fugitivas, quema y venteo. De igual manera, la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) debe transparentar y dar acceso público a los reportes de emisiones generados por los operadores petroleros, así como los datos sobre fugas e incidentes, y los resultados de sus actividades de inspección y vigilancia.