Evaluación de los beneficios ambientales y climáticos de mantener en el subsuelo las reservas de hidrocarburos

INECC
INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

Informe 2022

Evaluación de los beneficios ambientales y climáticos de mantener en el subsuelo las reservas de hidrocarburos

Elaboración: 2022

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC)
Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático

Diseño y Formación

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
Fotografía de portada tomada de:
https://www.pexels.com/es-es/foto/mar-playa-agua-hierba-4516240/

Directorio Institucional

Dr. Agustín Ávila Romero
Director General de Políticas para la Acción Climática, SEMARNAT y Encargado de Despacho de la Dirección General del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Mtro. Francisco Ramírez Méndez
Coordinador General de Proyectos Estratégicos y Alternativas contra el Cambio Climático

Dra. Claudia Alejandra Octaviano Villasana
Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático

Dra. Juana Itzchel Nieto Ruiz
Dirección de Investigación para Estrategias de Desarrollo Bajo en Carbono

Fis. Luz María González Osorio
Subdirectora de Modelos y Estudios Financieros de Proyectos de Bajo Carbono

Mtra. Linda Riva Palacio Flores

Subdirectora de Modelación y Análisis de Políticas de Mitigacion

Preparado por:
Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático

Citar este documento como:
Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC). 2022. Evaluación de los beneficios ambientales y climáticos de mantener en el subsuelo las reservas de hidrocarburos.

D. R. © Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. Diciembre 2022. Boulevard Adolfo Ruíz Cortines No. 4209 Col. Jardines en la Montaña, Alcaldía Tlalpan, Ciudad de México C.P. 14210. https://www.gob.mx/inecc

CONTENIDO

OBJETIVO **7**

I. INTRODUCCIÓN **7**
I.1 Políticas climáticas orientadas a la limitación de oferta de combustibles fósiles 8
I.2 Experiencia internacional en la limitación de producción petrolera 8
I.3 Importancia del sector petróleo y gas en las emisiones de GEI en México 9

II. EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO **11**
II.1 Producción, exportación, importación de petróleo crudo y petrolíferos en México 11
II.2 Capacidad de refinación 12
II.3 Consumo de petrolíferos a nivel nacional 13

III. EMISIONES RELACIONADAS CON EL SECTOR P&G **16**
III.1 Refinación de petróleo 16

Factores de emisión 16

Datos de actividad 16
III.2 Otras industrias de la energía 17

Factores de emisión 17

Datos de actividad 18
III.3 Fugitivas de petróleo y gas 18

Factores de emisión 18

Datos de actividad 21

IV. ESTIMACIÓN DE MITIGACIÓN DE GEI POR LA APLICACIÓN DE POLÍTICAS DE PERMANENCIA DE PETRÓLEO EN TIERRA **21**
IV.1 Línea base emisiones de GEI 22
IV.2 Escenario de mitigación 23
IV.3 Emisiones de GEI por actividad de refinación escenario de mitigación 24
IV.4 Estimación de mitigación de GEI en la actividad de “otras industrias de la energía” 28
IV.5 Emisiones Fugitivas de Petróleo y Gas 30
IV.6 Mitigación total 39

V. CONCLUSIONES **42**

VI. REFERENCIAS **44**

OBJETIVO

En este trabajo se plantea realizar un análisis acerca de los beneficios ambientales y climáticos de limitar la explotación petrolera, con el objeto de guiar la toma de decisiones en materia ambiental y energética en beneficio de las futuras generaciones de mexicanos.

Este documento se desarrolla en vinculación al Programa Anual de Trabajo 2022 del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, en la acción puntual 1.1.2. relativo al cálculo de la mitigación de gases y compuestos de efecto invernadero (GYCEI) derivado de la limitación de explotación petrolera.

I. INTRODUCCIÓN

La diferencia entre los niveles de emisiones globales de GEI, consistentes con el Acuerdo de París de mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de los 2° C, y los niveles de emisiones en un escenario de cumplimiento de las metas condicionadas se estima en 12 GtCO2e al 2030 (UNEP, 2019). Dicho valor representa el 24% de las emisiones globales en el 2020, mismas que alcanzaron un total de 50.1 GtCO2e (Rivera K, 2020).

Por otro lado, la producción mundial de combustibles fósiles prevista para 2030 supondrá la emisión 53%, más de lo que sería consistente con una trayectoria de 2°C y 120% más con una trayectoria de 1,5 °C. En conjunto, la producción de combustibles fósiles prevista por los países, no sólo supera las trayectorias de 1,5°C y 2°C, sino que también sobrepasa niveles de producción consecuente con la aplicación de las políticas climáticas nacionales y las ambiciones de los países.

Esta situación, implica que se debe actuar ahora con recortes de emisiones profundos y urgentes, que deben reducirse un 7,6% anual entre 2020 y 2030 para el objetivo de 1,5°C y un 2,7% para el objetivo de 2°C (SEI, IISD, ODI, Climate Analytics, CICERO, and UNEP).

I.1 Políticas climáticas orientadas a la limitación de oferta de combustibles fósiles

La mayoría de las políticas climáticas relacionadas con combustibles fósiles se limitan a su consumo o demanda, a través de acciones como impuestos al carbono, mejorar la eficiencia energética o fuentes de energías limpias. Pero la experiencia en otros ámbitos de las políticas públicas ha mostrado que es más eficaz abordar simultáneamente la oferta y la demanda. El reporte "The Producción GAP especifica como políticas orientadas a limitar la oferta las siguientes (SEI, IISD, ODI, Climate Analytics, CICERO, and UNEP):

- Reforma de subsidios a combustibles fósiles.
- Impuestos a la producción y exportaciones.
- Limitar o restringir las licencias existentes.
- Reducir la extracción, mediante el desarrollar planes de transición para apoyar a los trabajadores y comunidades afectados.

I.2 Experiencia internacional en la limitación de producción petrolera

Algunos de los primeros esfuerzos para limitar la producción de petróleo y gas por motivos medioambientales se originaron en América Latina y el Caribe, con el proyecto Yasuní-ITT, iniciado en 2007 en Ecuador, que buscaba una compensación internacional para prohibir la extracción de petróleo en un parque nacional, aunque esta iniciativa finalmente no tuvo éxito. En 2011 Costa Rica anunció una moratoria temporal sobre la exploración de petróleo en alta mar, que se posteriormente fue ampliada hasta 2050. En 2016, México firmó decretos que prohibían las actividades petroleras y gasísticas en zonas de alto valor natural, que suponen aproximadamente 1 millón de kilómetros cuadrados de zonas protegidas. Mientras que el gobierno de Belice aprobó por unanimidad una moratoria sobre las actividades relacionadas con el petróleo en zonas marítimas zonas marítimas (SEI, IISD, ODI, Climate Analytics, CICERO, and UNEP, 2019).

Estos gobiernos han demostrado que empezar con pequeños pasos hasta el establecimiento de límites a la producción -una prohibición temporal, o límites a la extracción en una zona restringida- puede ayudar a crear un impulso para ampliar las restricciones a la producción. Aunque el cambio climático se planteó ocasionalmente como un factor motivador la protección de la biodiversidad, los servicios ecosistémicos y el ecoturismo, la biodiversidad, los servicios de los ecosistemas estuvieron presentes en estas iniciativas. (SEI, IISD, ODI, CICERO, UNEP, 2019).

En el nivel internacional, existe una alianza de gobiernos liderada por Costa Rica y Dinamarca, que integra a Francia, Groenlandia, Irlanda, Quebec, Suecia y Gales llamada Beyond Oil and Gas Alliance (BOGA). Esta tiene por objetivos facilitar la eliminación gradual de la producción de petróleo y gas; reforzar la ambición climática global alineando a la producción de petróleo y gas en el marco de cumplimiento del Acuerdo de París para limitar el incremento global de temperatura debajo de los 2° C, persiguiendo los esfuerzos para 1,5° C, así como crear una comunidad internacional de práctica que pueda apoyar a los gobiernos en el cumplimiento de su compromiso con una eliminación gestionada y justa de la producción de petróleo y gas. Los miembros principales del BOGA se comprometieron a poner fin a las nuevas concesiones, rondas de licencias o arrendamientos para la producción y exploración de petróleo y gas, también a fijar una fecha para poner fin a la producción y exploración de petróleo y gas en el territorio sobre el que tienen jurisdicción. (BOGA, 2022). Esto es una muestra de que algunos países reconocen a la eliminación de los combustibles fósiles como una forma para enfrentar a la emergencia climática.

I.3 Importancia del sector petróleo y gas en las emisiones de GEI en México

La explotación y aprovechamiento del petróleo genera importantes beneficios y la energía es necesaria para las actividades económicas. En términos de finanzas, solo en el primer trimestre del año 2021, los ingresos petroleros del Sector Público en México se ubicaron en 204 mil 551 mdp, que representaron el 13.1% de los ingresos presupuestarios (Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, 2021). Sin embargo, este sector representa también afectaciones potenciales al ambiente y a la salud humana.

En México en el año 2019, las emisiones relacionadas con la quema de combustibles representaron el 59% de las emisiones brutas, entre las cuales se encuentran la industria de la energía con una aportación del 27.6% del total nacional, que comprenden la generación de electricidad, la refinación y la manufactura de combustibles sólidos. Así como 4% por emisiones fugitivas de petróleo y gas (INEGYCEI, 2021).

La Contribución Nacionalmente Determinada (CND) de México ante la comunidad internacional, así como la Ley General de Cambio Climático, implican una reducción de gases de efecto invernadero en los diferentes sectores participantes, de acuerdo con las metas siguientes:

- Transporte -18 %
- Generación eléctrica -31 %
- Residencial y comercial -18 %;
- Petróleo y gas -14 %
- Industria -5 por ciento;
- Agricultura y ganadería -8 %
- Residuos -28 por ciento.

En este contexto, en el marco de los preparativos de la Cumbre de Líderes sobre sobre Cambio Climático, en abril del 2021, el presidente Andrés Manuel López Obrador señaló que México propondría dos medidas relacionadas con el sector energético:

1- Establecer un tope de producción petrolera de 2 millones de barriles de petróleo diario, acompañado de una sustitución de importaciones de gasolinas por producción nacional para cubrir el total de la producción de gasolina que el país necesita. Esto implicaría gradualmente reducir las exportaciones de crudo al exterior y procesar el crudo en México.

2- Iniciar un programa de repotenciación de 11 centrales hidroeléctricas del país, a fin de modernizar los sistemas de turbinas, y lograr con ello generar más energía limpia. Se precisó que el proyecto no plantea construir nuevas presas, sino producir más electricidad modernizando equipos en las centrales existentes con la misma cantidad de agua. Esta acción podría reducir el uso del carbón.

En este contexto, se desarrolló el presente proyecto titulado “Evaluación de beneficios ambientales y climáticos de mantener en el subsuelo reservas de hidrocarburos”, el cual plantea los siguientes objetivos:

- Proporcionar un panorama de los alcances, beneficios y puntos clave de la política de limitación de extracción de crudo aplicada a México.
- Establecer las bases metodológicas para estimar el potencial de mitigación de gases de efecto invernadero (GEI) derivado de limitar la extracción de crudo en el país.

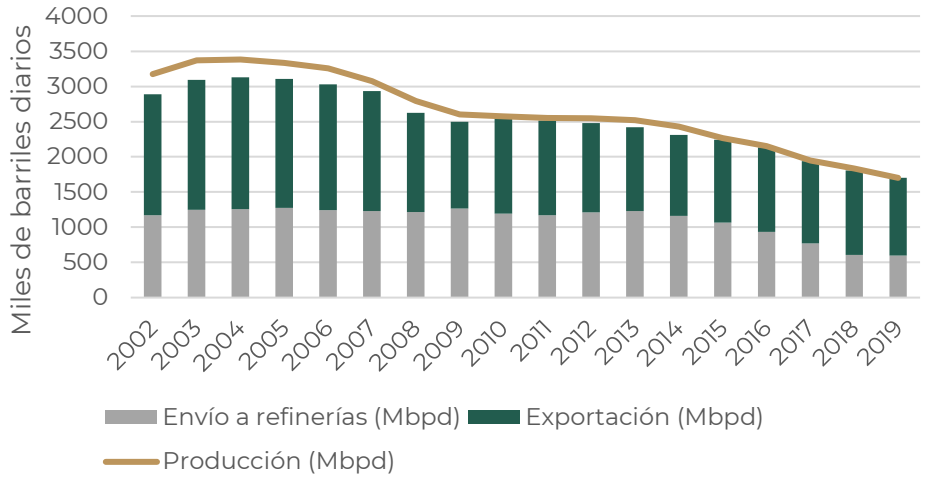
II. EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO

II.1 Producción, exportación, importación de petróleo crudo y petrolíferos en México

En 2020, el país tuvo una producción de 1.7 millones de barriles diarios (MMbd) de crudo (PEMEX, 2020)[1], lo cual representa el mínimo de producción desde 1990. Dicho nivel de producción pasó a 1.686 MMbd en el año 2021, mientras que el nivel máximo de producción petrolera del país se dio en 2004, al llegar a 3.38 MMbd (SENER, 2022)[2].

Los dos principales usos del crudo en México son la refinación para fabricar petrolíferos como gasolinas, combustóleo, etc. y la exportación, como se muestra en la Figura 1.

Figura 1. Producción y destino de producción de petróleo crudo 2002-2019



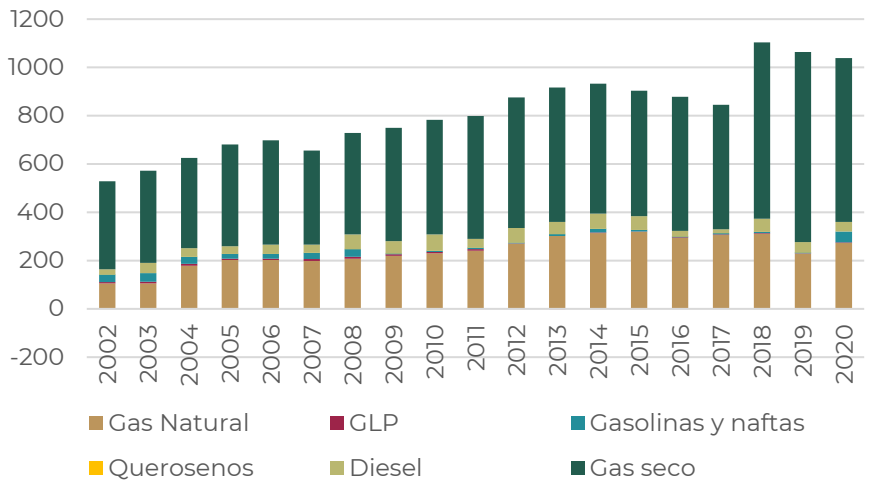
Nota. La diferencia entre la producción y la suma del envío a refinerías y exportación se debe a otros usos y diferencias estadísticas Elaboración propia basada en (PEMEX, 2013) (PEMEX, 2017) (PEMEX, 2019)

Para el desarrollo de sus procesos y actividades, el sector petróleo y gas consume otros combustibles como gasolinas, gas seco, gas natural como se muestra en la figura 2., los cuales generan emisiones de gases de efecto invernadero.

[1] En esta nota se abrevia millones de barriles diarios como MMbd y miles de barriles como mbd.

[2] Cálculos propios basados en producción de crudo por bloque y tipo (SENER, 2022).

Figura 2. Producción y destino de producción de petróleo crudo 2002-2019



Fuente: Elaboración propia basada en Sistema de Información Energética SENER

II.2 Capacidad de refinación

En el año 2032, se estima que la capacidad del proceso total del sistema nacional de refinación (SNR) alcanzará 1,915 mbp, lo cual reflejará un incremento del orden de 300mbd, aunado a la integración de la refinería Dos Bocas, Tabasco (Tabla 1).

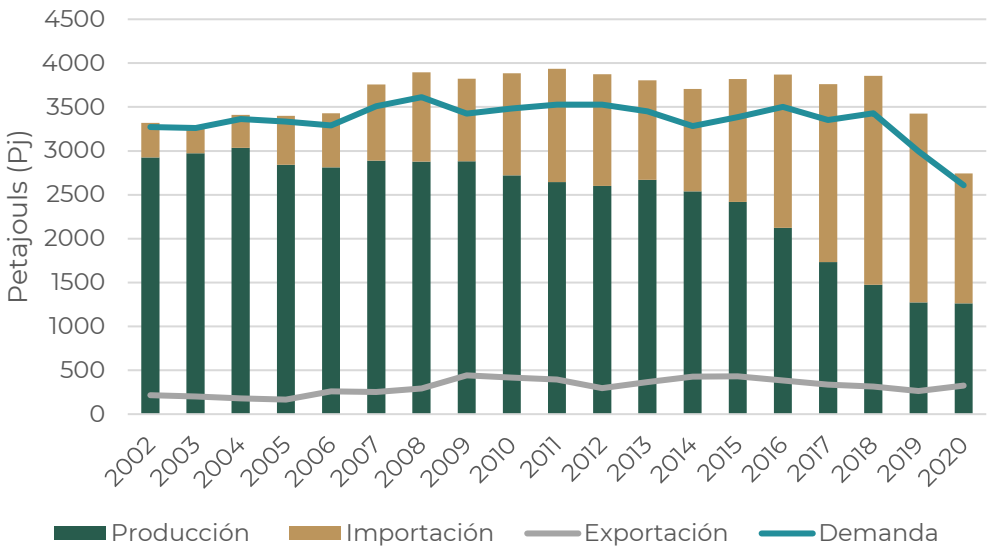
Tabla 1: Capacidad de refinación. Elaborado por el IMP con base en la información de IMP, PEMEX y SENER (SENER 2018)

CAPACIDADES DE PROCESO DE LA REFINACIÓN EN MÉXICO EN 2017 Y 2032
(Miles de barriles diarios)

Refinería	Cadereyta		Madero		Tula		Salamanca		Minatitlán		Salina Cruz		Dos Bocas		Total	
Proceso	2017	2032	2017	2032	2017	2032	2017	2032	2017	2032	2017	2032	2017	2032	2017	2032
Destilación Atmosférica	275	275	190	190	315	315	220	220	285	285	330	330	-	300	**1,615**	**1,915**
Desintegración Catalítica	90	90	61	61	80	120	40	65	72	72	80	105	-	111	**423**	**624**
Reductora de Viscosidad	-	-	-	-	41	41	-	-	-	-	50	50	-	-	**91**	**91**
Reformación Catalítica	46	46	30	30	65	115	39	50	49	49	50	103	-	64	**279**	**457**
Alquilación e Isomerización	23	23	22	22	25	45	14	15	42	42	28	32	-	39	**154**	**218**
Hidrodesulfuración	229	307	182	272	249	329	142	247	213	243	215	314	-	281	**1,230**	**1,992**
Coquización	50	50	50	50	-	86	-	44	56	56	-	90	-	123	**156**	**499**

De acuerdo con el Plan de Negocios de PEMEX 2021-2025, la capacidad instalada total de las 6 refinerías que conforman a la SNR es de 1.6 millones de barriles diarios [MMbda] a lo cual se suma la refinería Deer Park, ubicada en Texas, EUA, que cuenta con una capacidad instalada de 0.340 [MMbd] (PEMEX, 2021).

Figura 3. Balance de petrolíferos



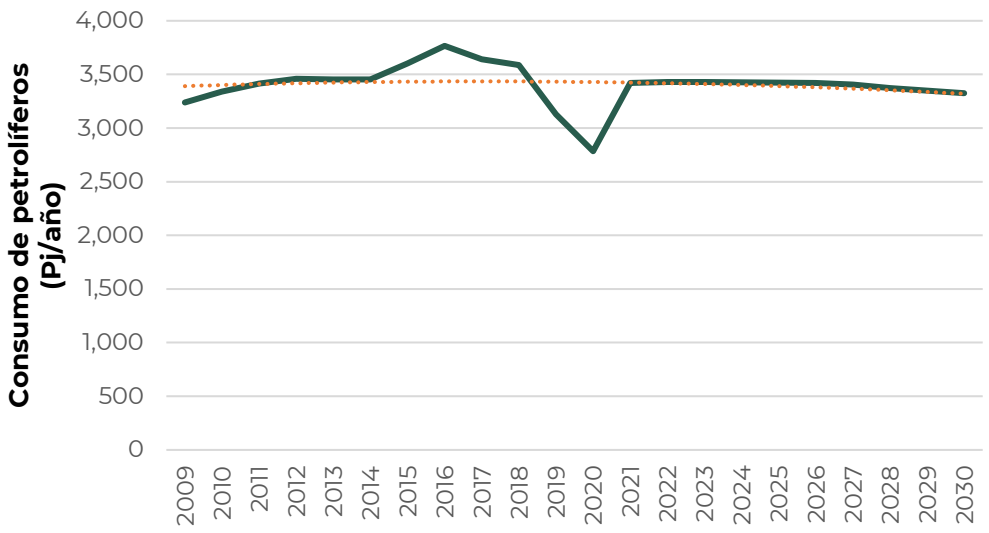
Fuente: Elaboración propia, basada en SENER, Sistema de Información Energética SIE: Balance Nacional de Energía. https://sie.energia.gob.mx/. Consultada 12/05/22

La limitación de producción de crudo a 2 mbd se reflejaría en relación entre la producción, importación, exportación y demanda. Actualmente, esta dinámica se muestra mediante el balance de petrolíferos en el país, en donde la exportación y la demanda se mantienen relativamente constantes y se aprecia una relación inversamente proporcional entre la producción y las importaciones de petrolíferos, es decir, en cuanto menor es la producción de crudo mayores son las importaciones (figura 3).

II.3 Consumo de petrolíferos a nivel nacional

La figura siguiente muestra la tendencia en el consumo de combustibles en México. Donde de 2009 a 2020 son datos observados, mientras que de 2020-2030 son datos estimados bajo el supuesto de un promedio móvil de los últimos 10 años.

Figura 4. Prospectiva en el consumo de petrolíferos utilizada en el modelo



Estimación propia basada en Sistema de Información Energética/ SENER.

Tabla 2. Consumo de nacional de petrolíferos 2002-2020

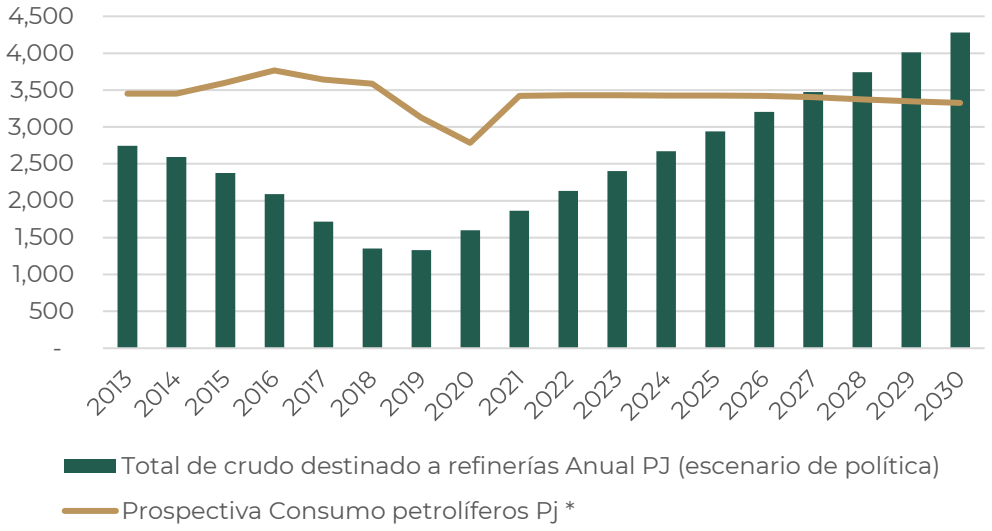
Año	GLP [PJ]	Gasolinas y naftas [PJ]	Querosenos [PJ]	Diesel [PJ]	Gas seco [PJ]	Total PJ
2002	451.072	1053.499	112.22	533.699	451.269	2601.759
2003	454.727	1118.138	107.183	563.332	438.669	2682.049
2004	456.987	1187.56	118.593	622.755	435.409	2821.304
2005	430.608	1250.747	113.38	620.393	488.852	2903.98
2006	419.173	1337.932	118.557	667.567	531.322	3074.551
2007	458.101	1416.458	135.039	730.083	486.143	3225.824
2008	452.753	1480.086	130.44	817.37	489.249	3369.898
2009	435.764	1475.799	110.762	727.927	486.847	3237.099
2010	447.239	1494.219	114.566	752.877	529.968	3338.869
2011	434.637	1504.514	115.536	793.777	566.031	3414.495
2012	436.163	1506.983	121.536	799.144	594.627	3458.453
2013	426.084	1472.812	127.689	788.179	638.952	3453.716
2014	423.022	1456.602	136.166	779.197	657.091	3452.078
2015	417.924	1499.574	154.502	868.895	660.221	3601.116
2016	424.76	1617.324	166.932	856.332	700.943	3766.291
2017	423.271	1504.414	172.548	807.728	734.694	3642.655
2018	423.464	1608.205	189.774	782.585	583.114	3587.142

2019	386.84	1387.372	174.956	629.767	549.348	3128.283
2020	494.413	1104.045	81.824	627.88	476.06	2784.222
2021						3420.66545
2022						3428.1015
2023						3429.33845
2024						3426.69167
2025						3424.23492
2026						3421.70373
2027						3405.39352
2028						3372.58466
2029						3348.03281
2030						3326.29561

Estimación propia basada en Sistema de Información Energética SENER

La siguiente gráfica muestra la comparación entre la prospectiva del consumo de petrolíferos y el crudo que se enviaría a refinerías de acuerdo con la política planteada de producir 2,000 mbd en 2030 para su posterior refinación.

Figura 5. Comparación entre prospectivas de consumo de petrolíferos y crudo destinado a refinerías.



Elaboración propia basada en SIE/Sector energético/Estadísticas Energéticas Nacionales/Balance Nacional Energético/Consumo final/Consumo final energético total por combustible

III. EMISIONES RELACIONADAS CON EL SECTOR P&G

Las emisiones del sector petróleo y gas en 2019, alcanzaron 60 $MtCO_2e$; esta cifra representó el 8% del total de las emisiones brutas de GEI del país (INEGYCEI-SEMARNAT, 2021). Las principales fuentes de emisión del sector P&G están asociadas a las emisiones fugitivas con una contribución aproximada de 29.25 $MtCO_2e$ que representa casi 49%, seguida de las emisiones por consumo energético en otras actividades de la industria de la energía con 21 $MtCO_2e$ equivalentes al 34% y, finalmente, las emisiones provenientes de actividades de refinación que corresponden a 10.25 $MtCO_2e$ equivalentes al 17% (INECC 2021).

III.1 Refinación de petróleo

Esta categoría incluye la combustión de energéticos primarios y secundarios para obtener vapor y energía para la refinación de petróleo, comprende las emisiones directas de equipos de combustión en servicios para refinación de petróleo, como autogeneración de electricidad y calor. Así como, calderas, calentadores, hornos, generadores de vapor, motores de combustión interna, bombas, turbinas, compresores, bombas contra incendio y la combustión para el funcionamiento de oxidadores térmicos, hornos de calcinación de coque, etc.

Factores de emisión

Las emisiones se calculan mediante el producto del consumo total de combustóleo y gas seco por los factores de emisión de GEI correspondientes a cada combustible. Donde los valores observados para determinar este modelo fueron adquiridos del periodo (2013-2019), que fueron la base para la estimación de la prospectiva en el periodo (2020-2030).

Datos de actividad

Las emisiones de GEI se calcularon siguiendo las Directrices del IPCC 2006, a partir del consumo de los diferentes combustibles utilizados por el sector., registrados como consumo propio en el Balance Nacional de Energía, emitido por la Secretaría de Energía y utilizando, factores de emisión específicos para cada combustible como se muestra a continuación:

Tabla 3. Factores de emisión (utilizados en el modelo)

	UNIDADES	CO_2	CH_4	N_2O
COMBUSTÓLEO	**Gg/PJ**	79	0.0030	0.0006
GAS SECO	**Gg/PJ**	58	0.0010	0.0001

Fuente: Línea Base Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero. INECC.

III.2 Otras industrias de la energía

Esta categoría incluye las emisiones de gases de efecto invernadero que son originadas por quema de combustibles en actividades que van desde exploración y producción de petróleo y gas y su procesamiento, hasta el transporte y distribución de petrolíferos. El dióxido de carbono es el principal gas de efecto invernadero para esta categoría y representa más del 90%. La fracción restante corresponde a metano y óxido nitroso.

Factores de emisión

Las emisiones se calculan mediante el producto del al consumo total de gas LP y gasolinas, queroseno, diésel y gas seco por su respectivo el factor de emisión de GEI. Donde los valores observados utilizados fueron adquiridos del periodo (2010-2018).

Tabla 4. Factores de emisión línea base (utilizados en el modelo)

	UNIDADES	CO_2	CH_4	N_2O
GAS LP	Gg/PJ	65	0.001	0.0001
GASOLINAS	Gg/PJ	74	0.003	0.0006
QUEROSENO	Gg/PJ	72	0.003	0.0006
DIESEL	Gg/PJ	73	0.003	0.0006
GAS SECO	Gg/PJ	58	0.001	0.0001

Datos de actividad

Las emisiones de gases de efecto invernadero y la serie histórica se calcularon siguiendo las directrices de IPCC 2006, a partir del consumo de los diferentes combustibles utilizados por el sector en forma global, registrados como consumo propio en el balance por producto del Balance Nacional de Energía, emitido por la Secretaría de Energía y utilizando factores de emisión específicos para cada combustible.

La determinación de las emisiones de metano y óxido nitroso se calculó también a partir del consumo de los diferentes combustibles utilizados por el sector en forma global, registrados como consumo propio en el balance por producto del Balance Nacional de Energía.

III.3 Fugitivas de petróleo y gas

Comprende las emisiones de GEI debidas a venteo, quema en antorcha, quemadores elevados y de fosa; así como de fugas, estas últimas son clasificadas por IPCC como "Todas las demás", procedentes de las actividades de producción, proceso de crudo en refinerías y de gas en complejos procesadores de gas, transporte y distribución de petróleo y gas natural.

Factores de emisión

En esta subcategoría se reportan principalmente emisiones de metano por venteo de corrientes de gas o vapores por liberación de presión en casos de emergencia; durante la producción de crudo, venteos de gas asociado y evaporaciones en tanques, cuando no es técnica o económicamente viable su transporte o aprovechamiento; emanaciones en la reparación, pruebas, cementado, terminación o desmantelamiento de pozos; despresurización de equipos para inspección, mantenimiento, conexiones, interconexiones, o bien por problemas en plantas o sistemas; paros o arranques de plantas; corridas de diablos, desfogues rutinarios en plantas de proceso y desfogue de subproductos cuando su aprovechamiento no es viable, y liberación en dispositivos (compresores) operados por gas. Algunas de las corrientes antes mencionadas son enviadas a quemado en antorcha debido a sus características de peligrosidad o bien con fines ambientales.

Tabla 5. Factores de emisión utilizados en el modelo

Actividad	CO_2	CH_4	N_2O	UNIDADES
Petróleo - Venteo / Perforación Pozos Petróleo Crudo	1.14E-07	5.50E-05	NA	Gg/Pozo Crudo Terminado
Petróleo - Venteo / Terminación Pozos Petróleo Crudo	7.59E-07	1.41E-05	NA	Gg/Pozo Crudo Terminado
Petróleo - Venteo / Producción de Petróleo Crudo (Ligero + SL)	9.50E-05	3.80E-04	NA	Gg/103m^3 crudo producido
Petróleo - Venteo / Producción de Petróleo Crudo (Pesado)	5.30E-03	2.30E-03	NA	Gg/103m^3 crudo producido
Petróleo - Venteo / Transporte de Petróleo Crudo (Exportación crudo)	9.71E-07	1.29E-05	NA	Gg/103m^3
Petróleo - Venteo / Carga de Petróleo Crudo (Exportación crudo)	1.04E-06	1.38E-05	NA	Gg/103m^3
Petróleo - Venteo / Refinerías de Petróleo Crudo - 1 (Crudo Procesado)	5.26E-02	2.05E-07	NA	Gg/103m^3 crudo procesado
Petróleo - Venteo / Refinerías de Petróleo Crudo - 2 (Crudo Procesado)	2.40E-02	2.05E-07	NA	Gg/103m^3 crudo procesado
Petróleo - Venteo / Refinerías de Petróleo Crudo - 3 (Crudo Procesado)	5.61E-04	2.05E-07	NA	Gg/103m^3 crudo procesado
Petróleo - Venteo / Terminales de GNL (Importación de GNL)	2.86E-03	3.75E-05	NA	Gg/106m^3 gas importado
Petróleo - Quemado / Perforación Pozos Petróleo Crudo	0.00049	0.00000	0.00000	Gg/Pozo perforado
Petróleo - Quemado / Producción de Petróleo Crudo (Gas Enviado a la Atm)	1.85637	0.06292	0.00002	Gg/106m^3 gas enviado atm.
Petróleo - Quemado / Refinerías de Petróleo Crudo (Crudo Procesado)	0.01132	0.00026	0.00000	Gg/103m^3 procesado
Petróleo - Quemado / Transporte de GLP por ducto (GLP prod + importado)	0.00272	0.00000	0.00000	Gg/103m^3 gas transp.
Petróleo - Todas las demás fugitivas / Producción y Mejora de Petróleo Crudo	1.10E-07	1.50E-06	NA	Gg/103m^3 crudo producido
Petróleo - Todas las demás fugitivas / Producción y Mejora de Petróleo	5.40E-04	5.90E-07	NA	Gg/103m^3 crudo producido

Petróleo - Todas las demás fugitivas / Transporte de Petróleo Crudo	4.90E-07	5.40E-06	NA	Gg/103m^3 crudo producido
Petróleo - Todas las demás fugitivas / Terminales de importación de GNL (Import. GNL)	3.50E-02	1.02E+00	NA	Gg/103m^3 crudo producido
Petróleo - Todas las demás fugitivas / Refinación (Crudo Procesado)	1.11E-07	1.52E-05	NA	Gg/103m^3 crudo producido
Gas natural - Venteo / Perforación de Pozos de Gas	4.08E-07	5.50E-05	NA	Gg/103m^3 crudo producido
Gas natural - Venteo / Terminación de Pozos de Gas	1.23E-05	1.65E-03	NA	Gg/103m^3 crudo producido
Gas natural - Venteo / Mantenimiento de Pozos de Gas	4.10E-08	5.52E-05	NA	Gg/Pozo de gas mantenido
Gas natural - Venteo / Limpieza de Pozos de Gas	3.60E-04	4.85E-02	NA	Gg/Pozo de gas mantenido
Gas natural - Venteo / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado)	3.70E-02	1.15E-06	NA	Gg/Pozo de gas mantenido
Gas natural - Venteo / Proceso de Gas (Gas Húmedo amargo)	6.30E-02	1.00E+00		Gg/Pozo de gas mantenido
Gas natural - Venteo / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado dulce)	1.80E-03	2.00E+00		Gg/Pozo de gas mantenido
Gas natural - Venteo / Transporte de Gas (Volumen de GN Transportado)	3.10E-06	3.20E-04	NA	Gg/Pozo de gas mantenido
Gas natural - Quemado / Perforación de Pozos de Gas	4.86E-04	2.43E-07	4.66E-10	Gg/Pozo de gas mantenido
Gas natural - Quemado / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado)	1.86E-03	7.06E-05	3.20E-08	Gg/Pozo de gas mantenido
Gas natural - Todas las demás fugitivas / Producción de Gas Natural	8.20E-05	2.30E-03	NA	Gg/Pozo de gas mantenido
Gas natural - Todas las demás fugitivas / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado)	1.29E-04	1.69E-03	NA	Gg/Pozo de gas mantenido
Gas natural - Todas las demás fugitivas / Transporte de Gas	8.80E-07	4.80E-04	NA	Gg/Pozo de gas mantenido
Gas natural - Todas las demás fugitivas / Distribución de Gas Natural	2.68E-05	9.62E-04	NA	Gg/Pozo de gas mantenido

Datos de actividad

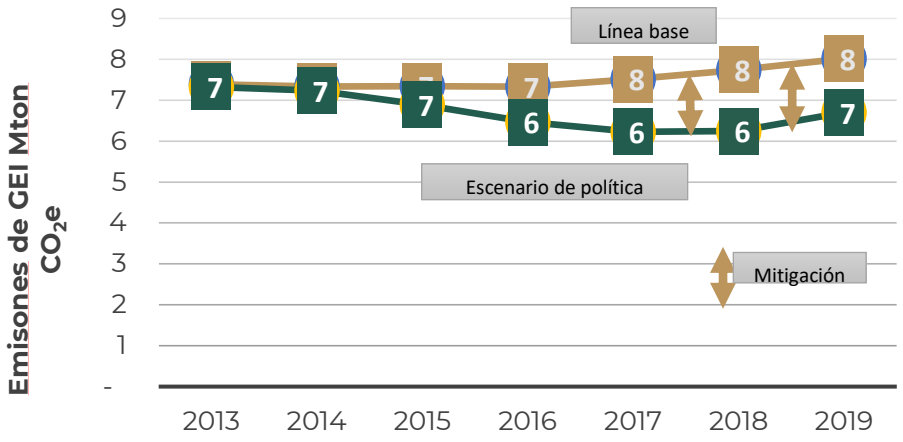
Las emisiones comprenden la suma de gas enviado a quemador en las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas natural, refinación, proceso de gas, transporte y distribución de hidrocarburos. Es importante aclarar que, en este rubro se reportan las emisiones por quema en antorcha de la producción de petroquímico. Las emisiones fugitivas de GEI de petróleo y gas natural se calcularon a partir de datos de actividad de fuentes oficiales como el Sistema de Información Energética (SENER), Petróleos Mexicanos e información de la Comisión Reguladora de Energía.

IV. ESTIMACIÓN DE MITIGACIÓN DE GEI POR LA APLICACIÓN DE POLÍTICAS DE PERMANENCIA DE PETRÓLEO EN TIERRA

La mitigación de GEI se obtiene mediante la diferencia entre el escenario de línea base, también conocido como "business as usual" y el escenario de política. La línea base de emisiones GEI es una proyección tendencial de las emisiones de GEI en ausencia de una política de mitigación. Por otro lado, el escenario de política se refiere a la prospectiva de emisiones de GEI si se aplica alguna acción específica, en este caso limitar la extracción de petróleo a 2Mbd.

El diagrama presentado en la figura 6 resume las actividades generadoras de GEI que se ven afectadas por los supuestos del modelo, así como los datos principales y lo que se espera en materia de mitigación de GEI.

Figura 6. Gráfico que muestra el cálculo de mitigación de GEI y diagrama del modelo aplicado



Actividades generadoras de emisiones de GEI	Refinación	Otros procesos no incluidos en "refinación"	Fugitivas por refinación	Fugitivas por producción de petróleo
Variable impulsora del modelo	Crudo enviado a refinación (mbd)	Producción de crudo (mbd)	Crudo enviado a refinación (mbd)	Producción de crudo (mbd)
Escenarios (año 2030)				
Escenario de línea base	1546 mbd	3105 mbd	1546 mbd	3105 mbd
Escenario de mitigación	1915 mbd (2)	2000 mbd (3)	1915 mbd	2000
Cambio en emisiones de GEI	↑	↓	↑	↓

(1) Línea base INECC
(2) Supuesto basado en capacidad instalada de refinación a 2030
(3) Supuesto basado en limitación de extracción de crudo

↑ Se incrementan las emisiones de GEI
↓ Se reducen las emisiones de GEI

IV.1 Línea base emisiones de GEI

El escenario de línea base se basa en el comportamiento histórico de los consumos de combustibles por el sector petróleo, las actividades generadoras de emisiones fugitivas, así como el crudo enviado a refinería y la producción de petróleo en el escenario máximo de producción planteado en el documento de Prospectivas de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2018-2032 (SENER, 2018), publicado por la Secretaría de Energía. La Figura 7 muestra las emisiones de GEI de línea base, cuyos datos de encuentran en la tabla 6.

Figura 7. Emisiones de GEI de línea base

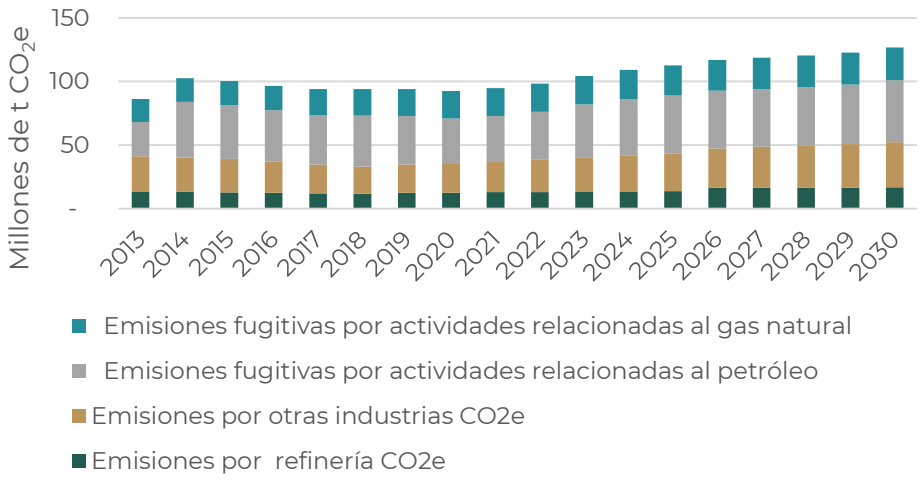


Tabla 6. Datos de emisiones de GEI de línea base

	Variables impulsoras		Emisiones GEI (CO_2e)				
Año	Crudo a refinerías (mbd)	Producción de crudo (mbd)	Por refinación	Por otras industrias de la energía	Emisiones fugitivas por actividades relacionadas al gas natural	Emisiones fugitivas por actividades relacionadas al petróleo	Emisiones del sector petróleo y gas
2013	1229	2522	14	28	18	27	86
2014	1195	2429	13	27	19	44	103
2015	1161	2267	13	26	19	42	100
2016	1127	2154	12	25	19	40	97
2017	1093	1948	12	23	21	39	94
2018	1059	1955	12	21	21	40	94
2019	1131.8	1968	13	22	21	38	94
2020	1136.5	2011	13	22	22	36	92
2021	1167.2	2123	13	24	22	36	95
2022	1166.5	2409	13	25	22	38	98
2023	1218.9	2664	13	27	23	41	104
2024	1228.2	2903	14	28	23	44	109
2025	1244.6	2963	14	30	24	45	113
2026	1489.1	3022	16	31	24	46	117
2027	1495	3136	17	32	25	45	119
2028	1499.4	3068	17	33	25	46	120
2029	1503.5	3071	17	34	25	47	123
2030	1507.5	3105	17	36	26	49	127

IV.2 Escenario de mitigación

Este escenario, tiene como supuesto principal que se limita la producción de petróleo a 2,000 mbd, lo cual se alcanzará paulatinamente en 2030 y que el total de la producción de crudo se destinará a refinación, por lo que se eliminará su exportación e importación. A continuación, se presenta la estimación de emisiones de GEI para las actividades generadoras de emisiones del sector, de acuerdo con la siguiente clasificación del IPCC (IPCC, 2006):

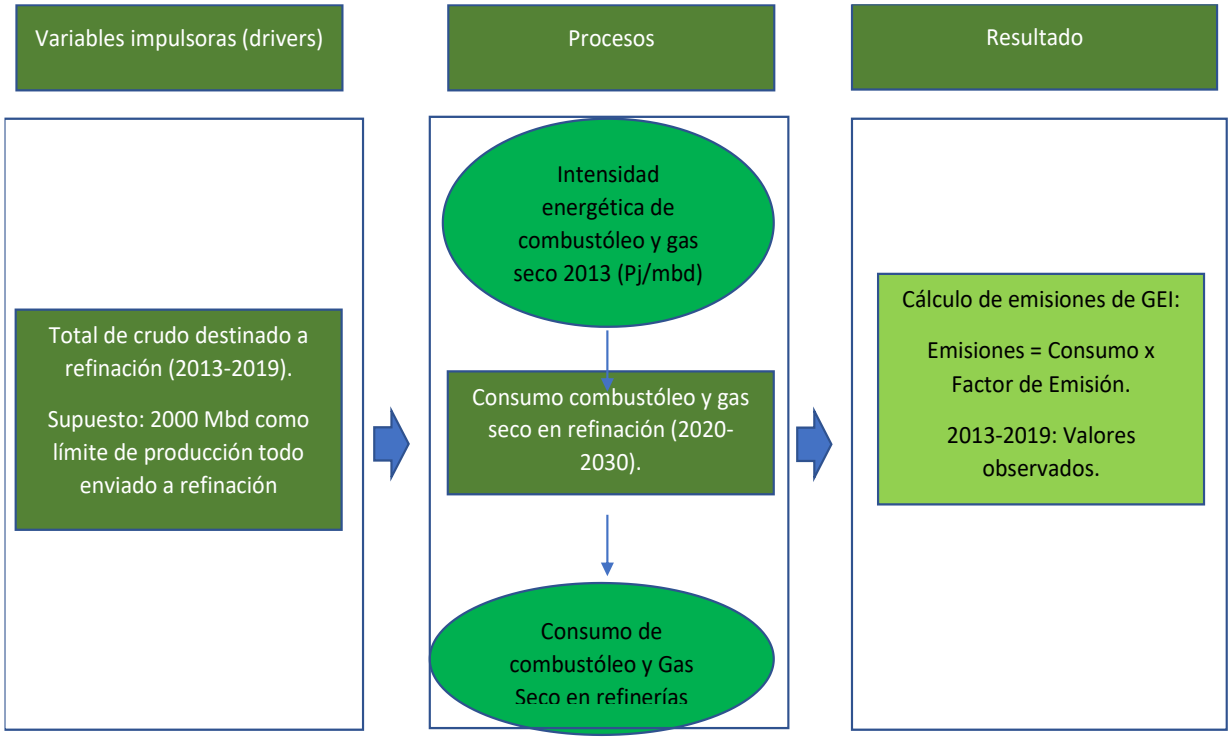
- 1A1b Refinación
- 1A1cii Otras industrias de la energía
- 1B2 Petróleo y gas natural

La parte medular del diseño del escenario de política consiste en identificar la relación que existe entre las variables incluidas en los supuestos de la política, es decir, la producción de crudo y el que es enviado a refinerías, con las variables utilizadas en el cálculo de las emisiones de GEI, en este caso, el consumo de combustibles en el sector petróleo y actividades vinculadas a emisiones fugitivas.

IV.3 Emisiones de GEI por actividad de refinación escenario de mitigación

La figura 8 representa el modelo utilizado para la estimar la prospectiva de emisiones en el escenario de política por refinación. Dado que el cálculo de las dichas emisiones se basa en el consumo de combustóleo y gas natural multiplicado por sus respectivos factores de emisión, con base en los datos observados 2013-2019, se establece la relación entre el crudo enviado a refinerías y el consumo de estos combustibles. Como paso siguiente, se toma el supuesto de que al año 2030 se producirán de petróleo a 2,000 mbd, los cuales se destinarán a refinación y que la capacidad de refinación a 2030 será 1,915 mbd de acuerdo al Plan de Negocios PEMEX 2021-2025.

Figura 8. Modelo de prospectiva de escenario de mitigación de emisiones de GEI por refinación



La tabla 7 muestra los datos observados en el periodo 2013 a 2019 y de 2020 a 2030 se realiza una estimación suponiendo un crecimiento lineal.

Con base en la relación presentada en los datos observados de crudo enviado a refinerías, combustóleo y gas seco, suponiendo un factor de intensidad energético de 0.05 (PJ/mbd) para el combustóleo y 0.12 (PJ/mbd) para el gas seco, los cuales se observaron en 2019 y se consideran constantes en todo el periodo, por otro lado, de acuerdo con las prospectivas del del SNR se estima que al año 2030 la capacitad instalada de refinación será de 1,915 mbp.

Figura 9. Relación consumo de combustible con emisiones de GEI por refinación

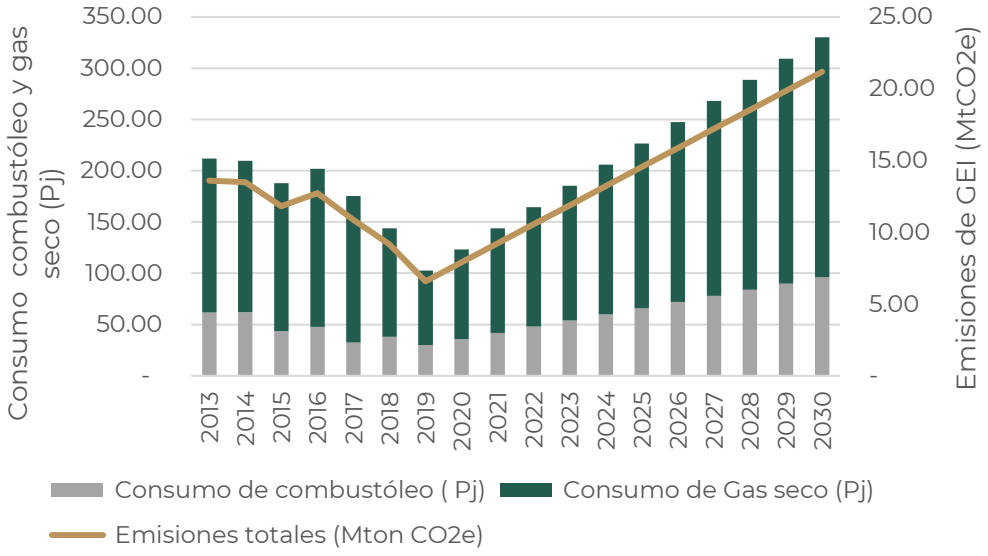


Tabla 7. Consumo de combustibles y emisiones de GEI por refinación, escenario de mitigación

Año	Crudo enviado a refinerías (mbd)	Consumo de combustóleo (PJ)	Consumo de Gas seco (PJ)	Emisiones totales (Mton CO_2e)
2013	1,229	61.62	150.19	13.59
2014	1,161	62.05	147.6	13.48
2015	1,064	43.71	144.12	11.82
2016	935	47.74	154.26	12.72

2017	769	32.34	143.02	10.85
2018	605	37.9	106	9.15
2019	595	29.83	72.71	6.58
2020	715	35.84	87.37	7.91
2021	835	41.86	102.04	9.23
2022	955	47.88	116.7	10.56
2023	1075	53.89	131.36	11.89
2024	1195	59.91	146.03	13.22
2025	1315	65.92	160.69	14.54
2026	1435	71.94	175.36	15.87
2027	1555	77.96	190.02	17.2
2028	1675	83.97	204.68	18.52
2029	1795	89.99	219.35	19.85
2030	1915	96	234.01	21.18

La figura 10 y tabla 8 muestran la comparación entre la línea base y el escenario de mitigación de GEI 2018-2025 en el sector de refinación.

Figura 10. Comparación de emisiones entre escenarios de línea base y de política

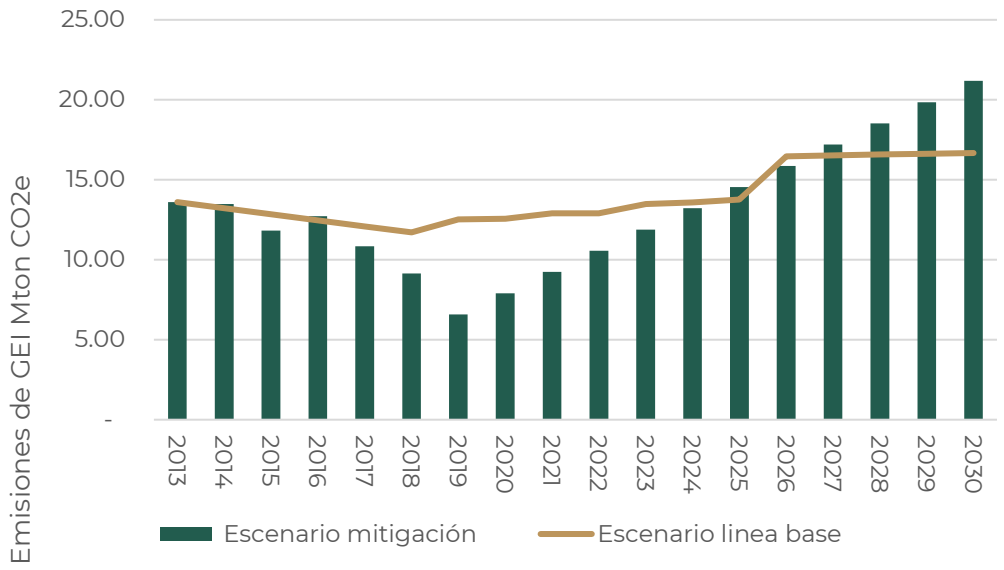


Tabla 8. Estimación de mitigación de GEI por refinación

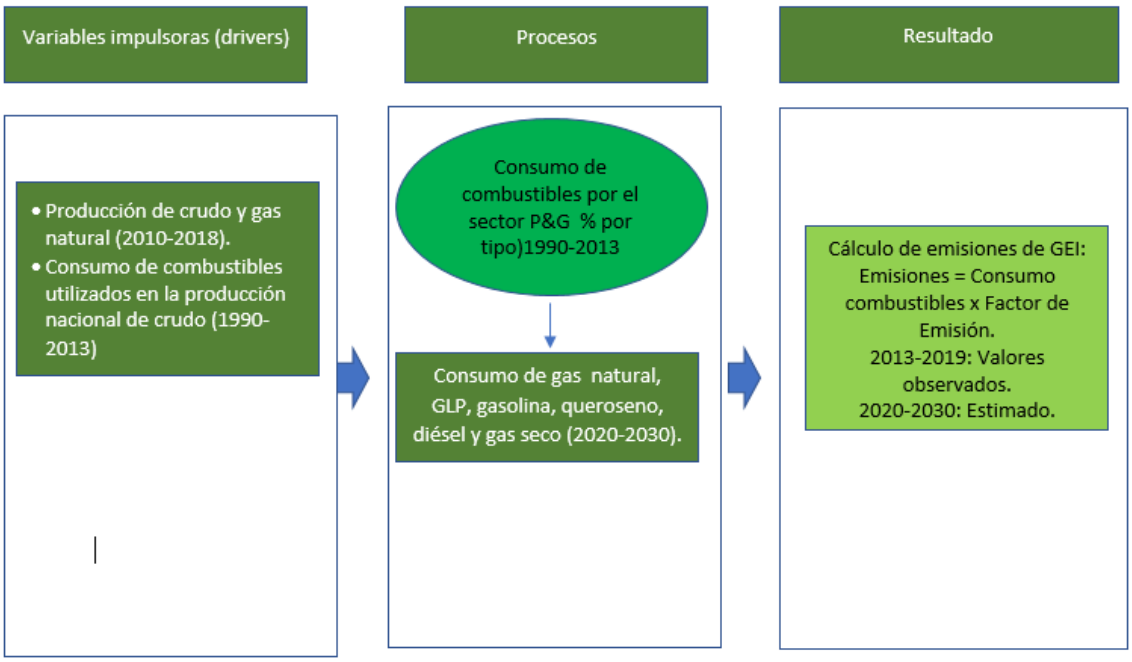
Año	Escenario mitigación (MtCO2e)	Línea base CO2e MtCO2e	Mitigación MtCO2e
2013	13.59	13.59	0.00
2014	13.48	13.22	- 0.26
2015	11.82	12.84	1.03
2016	12.72	12.46	- 0.26
2017	10.85	12.09	1.24
2018	9.15	11.71	2.56
2019	6.58	12.52	5.94
2020	7.91	12.57	4.66
2021	9.23	12.91	3.67
2022	10.56	12.90	2.34
2023	11.89	13.48	1.59
2024	13.22	13.58	0.37
2025	14.54	13.76	- 0.78
2026	15.87	16.47	0.60
2027	17.20	16.53	- 0.66
2028	18.52	16.58	- 1.94
2029	19.85	16.63	- 3.22
2030	21.18	16.67	- 4.51

IV.4 Estimación de mitigación de GEI en la actividad de "otras industrias de la energía"

La figura 11, representa el modelo utilizado para la estimar la prospectiva de emisiones en el escenario de política para las emisiones por consumo de combustibles en otras actividades del sector petróleo ("otras industrias de la energía). Dado que el cálculo de las emisiones se basa en el consumo de gas natural, gas LP, gasolina, queroseno, diésel y gas seco multiplicado por sus respectivos factores de emisión, se asumen como constante la distribución porcentual del consumo de estos combustibles, calculada como el promedio en el periodo 1990-2013 en el sector petróleo. Por otro lado, para la producción de crudo se tomaron los datos observados 2013-2019 de los que se establece la relación entre el crudo enviado a refinerías y el consumo total de estos combustibles. Como paso siguiente, se toma el supuesto de que al año 2030, se producirán de petróleo a 2,000 mbd.

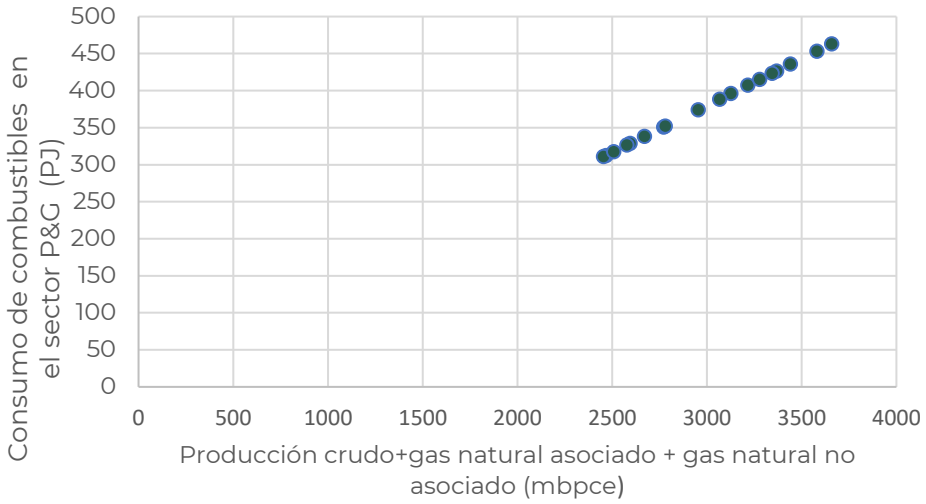
Fig. Modelo de prospectiva de escenario de mitigación de emisiones de GEI en la actividad de "otras industrias de le energía".

Figura 11. Modelo utilizado para la estimar la prospectiva de emisiones en el escenario de política para les emisiones por consumo de combustibles en otras actividades del sector petróleo ("otras industrias de la energía")



Como supuesto se establece una relación directa entre la producción de petróleo crudo y la cantidad de combustibles utilizados en el sector petróleo y gas, lo que se demuestra con el análisis de mínimos cuadrados que se muestra en la figura 12.

Figura 12. Relación entre el consumo interno de combustibles en el sector P&G y la producción de crudo



La figura 13 y la tabla 9 muestran la mitigación de GEI entre la línea base y el escenario de mitigación en la actividad de “otras industrias de la energía”.

Figura 13. Escenarios de línea base y de política de la actividad "otras industrias de la energía”

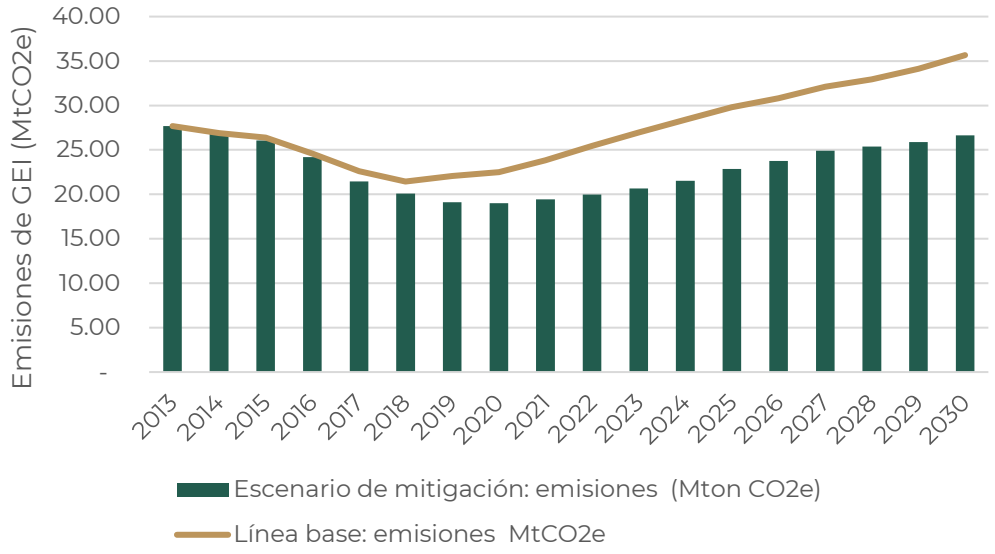


Tabla 10. Datos de los escenarios de línea base y de política de la actividad "otras industrias de la energía"

Año	Producción nacional de crudo (mbd)	Escenario de política mitigación: emisiones de GEI (Mton CO_2e)	Línea base: emisiones de GEI ($MtCO_2e$)	Emisiones evitadas (MtCO2e)
2013	2,522.13	27.66	27.66	-
2014	2,428.77	27.01	27.01	0.00
2015	2,266.83	26.07	26.07	0.00
2016	2,153.53	24.20	24.21	0.00
2017	1,948.26	21.46	21.45	-0.00
2018	1,813.10	20.08	21.18	1.10
2019	1,677.92	19.10	21.34	2.25
2020	1,659.51	19.00	21.73	2.72
2021	1,686.62	19.42	22.80	3.38
2022	1,721.44	19.96	25.28	5.32
2023	1,756.26	20.67	27.69	7.03
2024	1,791.08	21.52	30.12	8.60
2025	1,825.90	22.87	31.67	8.80
2026	1,860.72	23.75	32.74	8.99
2027	1,895.54	24.90	34.50	9.60
2028	1,930.36	25.38	34.18	8.81
2029	1,965.18	25.88	34.44	8.56
2030	2,000.00	26.64	35.19	4.55

IV.5 Emisiones Fugitivas de Petróleo y Gas

Las actividades relacionadas a emisiones fugitivas en el sector se clasifican en dos grandes grupos, por un lado, las actividades relacionadas con petróleo y, por otro, las relativas a gas natural (Tabla 10). Dado que el escenario de política contempla sólo la limitación de extracción de petróleo, las actividades sobre gas natural no se incorporan en la estimación de la mitigación.

Tabla 10. Actividades relacionadas a petróleo o gas natural

Petróleo - Venteo / Producción de Petróleo Crudo (Ligero + SL) (Mm^3)
Petróleo - Venteo / Perforación Pozos Petróleo Crudo (#pozos)
Petróleo - Venteo / Carga de Petróleo Crudo (Exportación crudo) (Mm^3)
Petróleo - Todas las demás fugitivas / Transporte de Petróleo Crudo (Dist. Crudo - Export. FPSO) (Mm^3)
Petróleo - Todas las demás fugitivas / Terminales de importación de GNL (Import. GNL) (#terminales)
Petróleo - Todas las demás fugitivas / Refinación (Crudo Procesado) (Mm^3)
Petróleo - Todas las demás fugitivas / Producción y Mejora de Petróleo Crudo (Pesado) / COSTA AFUERA - Para emisiones de CH_4 - (Mm^3)
Petróleo - Todas las demás fugitivas / Producción y Mejora de Petróleo Crudo (Pesado)
Petróleo - Todas las demás fugitivas / Producción y Mejora de Petróleo Crudo (Ligero + SL) / TIERRA - Para emisiones de CH_4 - (Mm^3)
Petróleo - Todas las demás fugitivas / Producción y Mejora de Petróleo Crudo (Ligero + SL) (Mm^3)
Petróleo - Quemado / Transporte de GLP por ducto (Gas LP producido + importado) (Mm^3)
Petróleo - Quemado / Refinerías de Petróleo Crudo (Crudo Procesado) (Mm^3)
Petróleo - Quemado / Producción de Petróleo Crudo (Gas Enviado a la Atm.) (MMm^3)
Petróleo - Quemado / Perforación Pozos Petróleo Crudo (#pozos)
Petróleo - Quemado / Oxidadores de Gas de Cola en Refinerías Q (Crudo Procesado) (Mm^3)
Gas natural - Venteo / Transporte de Gas (Volumen de GN Transportado) (MMm^3)
Gas natural - Venteo / Transporte de Gas (Volumen de GN Transportado) (MMm^3)
Gas natural - Venteo / Terminación de Pozos de Gas (#pozos)
Gas natural - Venteo / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado) (MMm^3) Max
Gas natural - Venteo / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado) (MMm^3)
Gas natural - Venteo / Perforación de Pozos de Gas (#pozos)
Gas natural - Venteo / Mantenimiento de Pozos de Gas (#pozos Intervenidos)
Gas natural - Venteo / Limpieza de Pozos de Gas (Pozos de Baja Presión) (#pozos)
Gas natural - Todas las demás fugitivas / Producción de Gas Natural (Vol. De Gas No Asociado Producido) (MMm^3)
Gas natural - Todas las demás fugitivas / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado) (MMm^3) Max
Gas natural - Todas las demás fugitivas / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado) (MMm^3)
Gas natural - Todas las demás fugitivas / Distribución de Gas Natural (Longitud de Red de Ductos de Dist.) (km)
Gas natural - Quemado / Proceso de Gas (Gas Húmedo Procesado) (#pozos)

Gas natural - Quemado / Perforación de Pozos de Gas (MMm^3)	
Gas natural - Quemado / Perforación de Pozos de Gas (MMm^3)	

Fuente: INECC. Línea base de emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero

Con base en la lista anterior, se seleccionaron las acciones relacionadas directamente con producción y refinación de crudo, que comprende el 99.3% de las emisiones fugitivas totales. La tabla 10 muestra a continuación las ocho actividades consideradas.

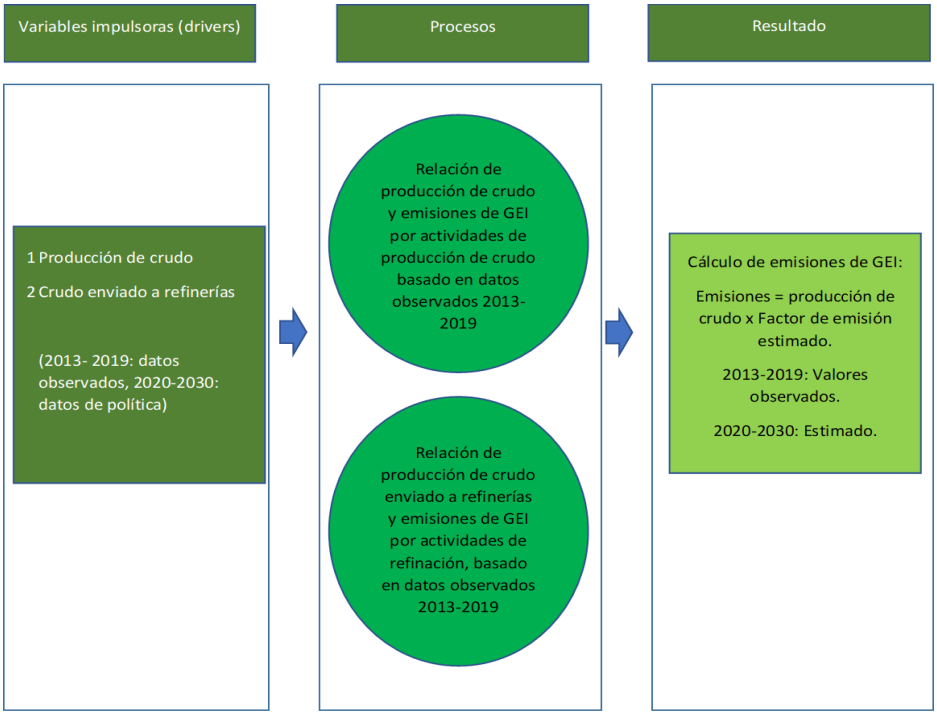
Tabla 10. Actividades incluidas en la estimación de mitigación por emisiones fugitivas

Actividad	Emisiones de GEI promedio (2014-2019)	Porcentaje respecto al total de fugitivas de petróleo	Emisiones de GEI promedio De (2014-2019) porcentaje acumulado
Quemado / Producción de Petróleo Crudo (Gas Enviado a la Atm.) (MMm^3)	20.8	54.0	54.0
Venteo / Refinerías de Petróleo Crudo - 1 (Crudo Procesado en FCC) (Mm^3)	6.5	16.8	70.8
Venteo / Producción de Petróleo Crudo (Pesado) (Mm^3)	6.0	15.5	86.3
Venteo / Refinerías de Petróleo Crudo - 2 (Crudo Procesado producción de H_2) (Mm^3)	2.4	6.2	92.5
Quemado / Refinerías de Petróleo Crudo (Crudo Procesado) (Mm^3)	2.0	5.1	97.6
Venteo / Producción de Petróleo Crudo (Ligero + SL) (Mm^3)	0.5	1.4	99.0
Petróleo - Venteo / Refinerías de Petróleo Crudo - 3 (Crudo Procesado - oxidadores) (Mm^3)	0.07	0.18	99.20
Petróleo - Todas las demás fugitivas / Refinación (Crudo Procesado) (Mm^3)	0.03	0.09	99.29

Descripción de modelo de prospectivas de emisiones fugitivas

La Fig. 14, representa el modelo utilizado para la estimar la prospectiva de emisiones en el escenario de política para les emisiones fugitivas. Para lo cual se estableció la relación entre la producción de crudo y el petróleo enviado a refinerías y las respectivas emisiones, basada en los datos observados 2014-2019. Como paso siguiente, se toma el supuesto de que al año 2030, se producirán de petróleo a 2,000 mbd, los cuales se destinarán a refinación.

Figura 14. Modelo de prospectivas de emisiones fugitivas



Emisiones fugitivas relacionadas con producción de crudo

La figura 15 y tabla muestra el resultado del análisis de mínimos cuadrados, de las emisiones fugitivas de actividades relacionada al petróleo y de la producción de este, que muestra una relación lineal.

Figura 15. Relación entre emisiones asociadas a petróleo crudo y producción de crudo

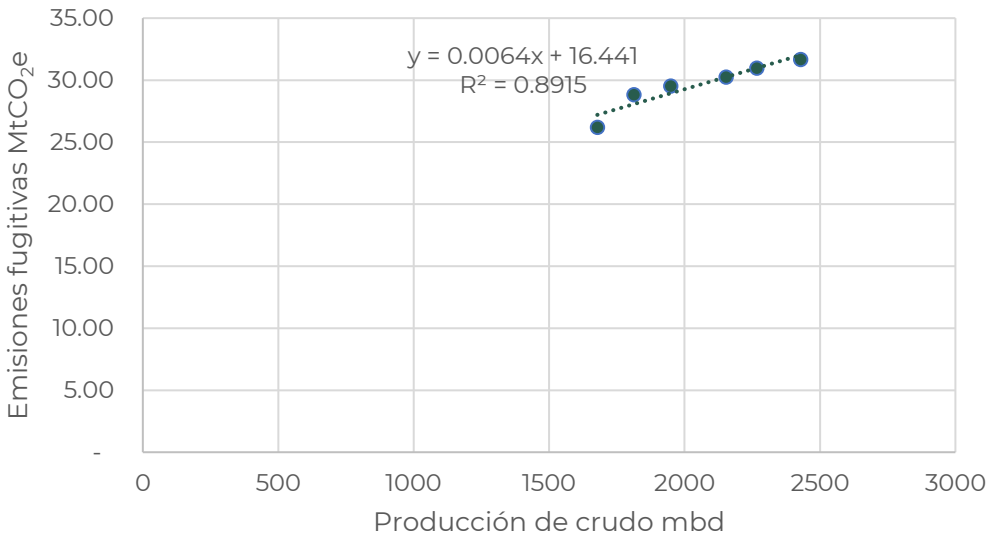


Tabla 11. Datos observados de emisiones asociadas a petróleo crudo y producción de crudo

	Producción nacional de crudo (datos observados) (mbd)	Emisiones Asociadas a petróleo crudo (MtCO2e)
2014	2428.8	31.7
2015	2266.8	31.0
2016	2153.5	30.2
2017	1948.3	29.5
2018	1813.1	28.8
2019	1677.9	26.2

A partir de la tendencia marcada por los datos de la tabla 11, se realizó la prospectiva de emisiones fugitivas asociadas a la producción de crudo, presentadas en la tabla 12.

Tabla 12. Estimación emisiones asociada a producción de crudo en el escenario de política de mitigación

Año	Producción nacional de crudo (mbd) Escenario de mitigación	Emisiones asociadas a petróleo crudo escenario de política
2013	2,522.1	14.1
2014	2,428.8	31.7
2015	2,266.8	31.0
2016	2,153.5	30.2
2017	1,948.3	29.5
2018	1,813.1	28.8
2019	1,677.9	26.2
2020	1,659.5	27.1
2021	1,686.6	27.2
2022	1,686.9	27.2
2023	1,687.2	27.2
2024	1,687.5	27.2
2025	1,687.7	27.2
2026	1,688.0	27.2
2027	1,688.3	27.2
2028	1,688.6	27.2
2029	1,688.8	27.2
2030	2,000.0	29.2

Emisiones fugitivas relacionadas con refinación

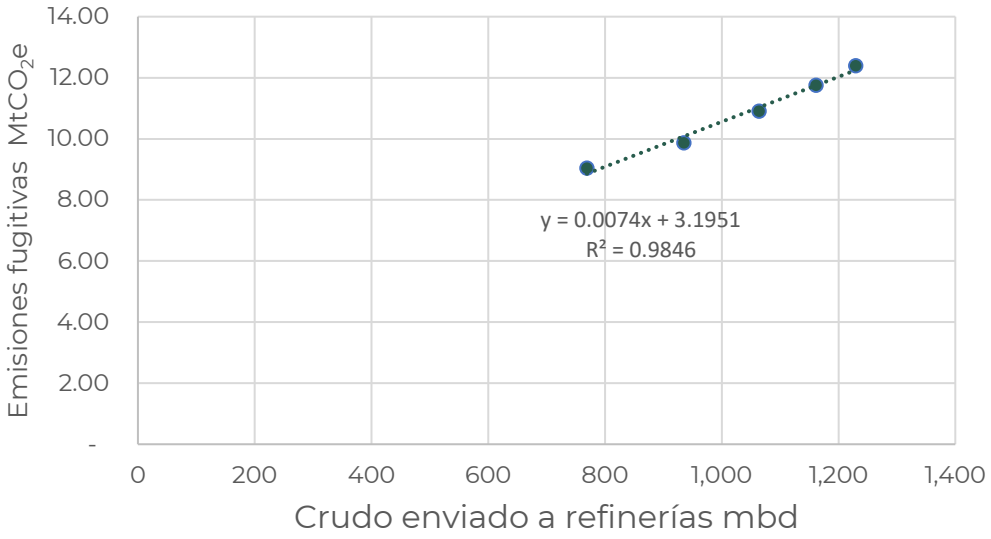
En esta sección se incluyen las emisiones fugitivas de GEI de las actividades relacionadas con la refinación, el texto entre paréntesis indica las variables consideradas para los cálculos).

- Petróleo - Venteo / Refinerías de Petróleo Crudo - 1 (Crudo Procesado en FCC) (Mm^3)
- Petróleo - Venteo / Refinerías de Petróleo Crudo - 2 (Crudo Procesado producción de H_2) (Mm^3)
- Petróleo - Quemado / Refinerías de Petróleo Crudo (Crudo Procesado) (Mm^3)
- Petróleo - Venteo / Refinerías de Petróleo Crudo - 3 (Crudo Procesado - oxidadores) (Mm^3)

- Petróleo - Todas las demás fugitivas / Refinación (Crudo Procesado) (Mm^3)
- Petróleo - Venteo / Refinerías de Petróleo Crudo - 3 (Crudo Procesado - oxidadores) (Mm^3)
- Petróleo - Todas las demás fugitivas / Refinación (Crudo Procesado) (Mm^3)

La siguiente gráfica muestra el resultado del análisis de mínimos cuadrados entre las emisiones fugitivas de las actividades de refinación y la producción de crudo enviado a refinerías en el periodo 2013-2017, por lo que se considera una relación lineal que permite y se genera la prospectiva al 2030.

Figura 17. Análisis de datos observados actividades de refinación y la producción de crudo enviado a refinerías
2013-2017



A partir de la tendencia marcada por los datos de la figura 17, se realizó la prospectiva de emisiones fugitivas asociadas a refinación de crudo, presentadas en la tabla 13

Tabla 13. Prospectiva de emisiones fugitivas de GEI asociadas a refinación en el escenario de mitigación

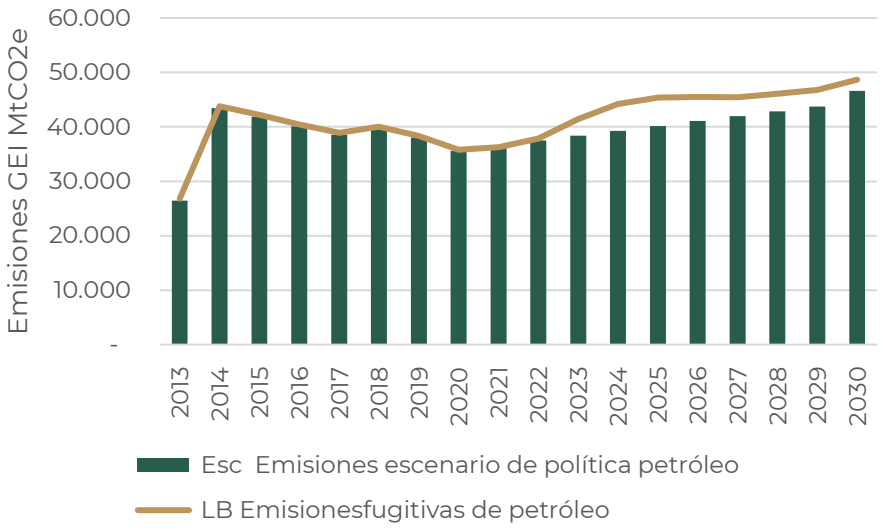
Emisiones asociadas a refinación ($MtCO_2e$)	Crudo enviado a refinerías (mbd) mitigación	Emisiones asociadas a refinación ($MtCO_2e$)
12.4	1,229.1	12.4
11.8	1,161.1	11.8
10.9	1,064.0	10.9
9.9	935.0	9.9
9.0	769.0	9.0
10.9	605.0	10.9
11.8	595.0	11.8
11.6	715.0	8.5
11.8	835.0	9.4
11.8	955.0	10.3
12.2	1,075.0	11.2
12.3	1,195.0	12.0
12.4	1,315.0	12.9
14.2	1,435.0	13.8
14.3	1,555.0	14.7
14.3	1,675.0	15.6
14.3	1,795.0	16.5
14.4	1,915.0	17.4

Finalmente, a continuación, se tiene el total de emisiones fugitivas mostradas en la tabla 14.

Tabla 14. Prospectiva total de mitigación emisiones fugitivas de GEI

Año	LB Emisiones fugitivas de petróleo	Emisiones escenario de política petróleo	Mitigación de GEI
2013	26.7979536	26.463	0.335
2014	43.783425	43.436	0.348
2015	42.2062058	41.873	0.333
2016	40.4428918	40.114	0.329
2017	38.8879455	38.572	0.315
2018	40.0083045	39.715	0.294
2019	38.3295059	38.041	0.289
2020	35.8174552	35.548	0.269
2021	36.2683942	36.609	- 0.341
2022	37.8518013	37.499	0.353
2023	41.4390266	38.389	3.050
2024	44.2043911	39.279	4.926
2025	45.401446	40.169	5.233
2026	45.5011067	41.058	4.443
2027	45.4640598	41.948	3.516
2028	46.0608267	42.838	3.223
2029	46.7946712	43.728	3.067
2030	48.6656413	46.607	2.059

Figura 17. Totales fugitivas de petróleo ($MtCO_2e$)



IV.6 Mitigación total

A continuación, en la tabla 14 y la figura 18 se muestra los resultados finales, que presenta un potencial de mitigación de 10 $MtCO_2e$ en el año 2030, derivada de las actividades de refinación, otras industrias de la energía y fugitivas. Durante todo el periodo, se muestra que en algunos años no se alcanza mitigación, sobre todo en el área de refinación.

Tabla 14. Datos de mitigación total por en el escenario de política de limitar la producción de crudo a 2 Mbd

	Mitigación de GEI MtCO2e			Mitigación total
	Refinación	Otras industrias de la energía	Fugitivas de petróleo	
2013	0	0	0.33	0.33
2014	-0.26	- 0.10	0.35	- 0.01
2015	1.03	0.32	0.33	1.68
2016	- 0.26	0.37	0.33	0.44
2017	1.24	1.13	0.32	2.69
2018	2.56	1.35	0.29	4.21
2019	5.94	2.95	0.29	9.18
2020	4.66	3.49	0.27	8.43
2021	3.67	4.42	- 0.34	7.75
2022	2.34	5.48	0.35	8.17
2023	1.59	6.29	3.05	10.93
2024	0.37	6.86	4.93	12.15
2025	-0.78	6.94	5.23	11.40
2026	0.60	7.05	4.44	12.10
2027	- 0.66	7.21	3.52	10.06
2028	- 1.94	7.54	3.22	8.83
2029	- 3.22	8.26	3.07	8.10
2030	- 4.51	9.03	2.06	6.58

Figura 18. Mitigación total por en el escenario de política de limitar la producción de crudo a 2 Mbd

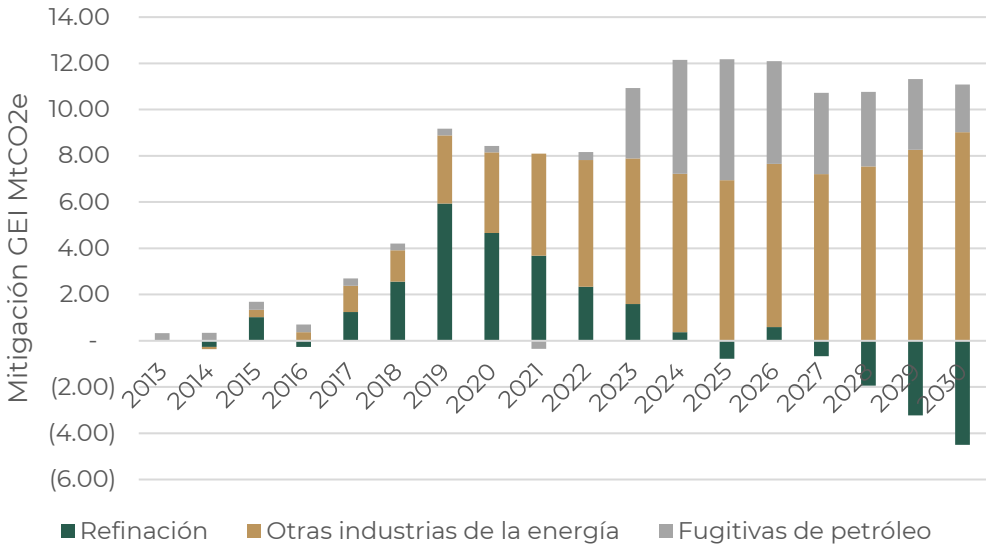


Figura 19. Comparación emisiones de línea base y escenario de mitigación de limitar la producción de crudo a 2 Mbd

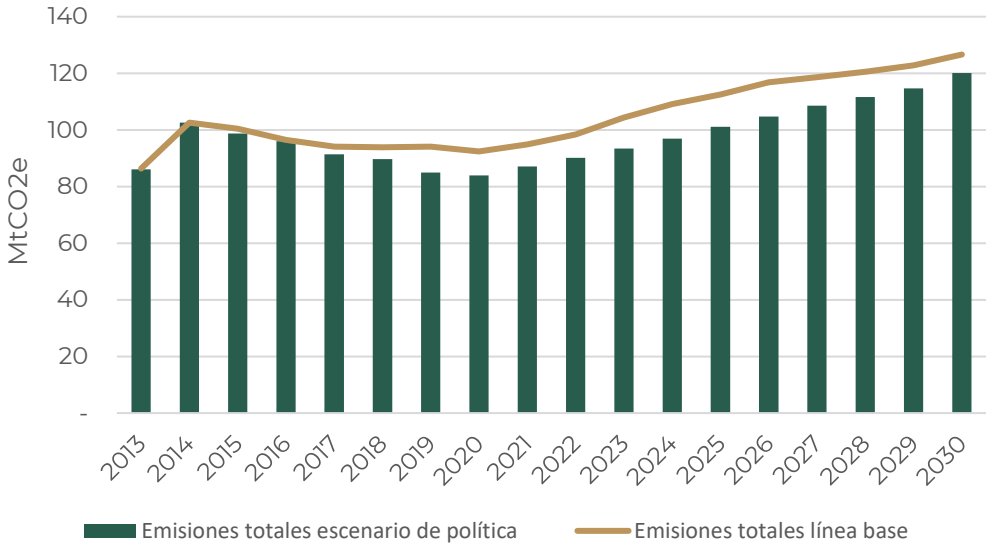


Tabla 15. Comparación entre escenario de línea base y de mitigación

Año	Emisiones totales línea base	Emisiones totales escenario de política	Mitigación total
2013	86.36	86.03	0.33
2014	102.56	102.57	-0.01
2015	100.44	98.76	1.68
2016	96.50	96.06	0.44
2017	94.10	91.40	2.69
2018	93.93	89.72	4.21
2019	94.11	84.93	9.18
2020	92.41	83.98	8.43
2021	94.87	87.12	7.75
2022	98.36	90.20	8.17
2023	104.39	93.46	10.93
2024	109.14	96.98	12.15
2025	112.56	101.16	11.40
2026	116.82	104.72	12.10
2027	118.67	108.61	10.06
2028	120.50	111.67	8.83
2029	122.80	114.70	8.10
2030	126.63	120.06	1.58

V. CONCLUSIONES

En este documento se realiza un análisis acerca de los beneficios climáticos de limitar la explotación petrolera, con el objeto de guiar la toma de decisiones en materia ambiental y energética, asociado al establecimiento de un límite en la producción petrolera del país.

También se cumple con lo previsto en el Programa Anual de Trabajo 2022 del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, en la acción puntual 1.1.2. relativo al cálculo de la mitigación de GYCEI.

En este contexto, el marco de los preparativos de la Cumbre de Líderes sobre sobre Cambio Climático, en abril del 2021, el presidente Andrés Manuel López Obrador señaló como parte de las medidas relacionadas con el sector energético en México: "Establecer un tope de producción petrolera de 2 millones de barriles de petróleo diario, acompañado de una sustitución de importaciones de gasolinas por producción nacional para cubrir el total de la producción de gasolinas que el país necesita".

Como parte del estudio se desarrollaron las bases metodológicas de modelo de prospectivas para estimar el potencial de mitigación de gases de efecto invernadero (GEI) derivado de limitar la extracción de crudo en el país. Para ello se tomó como punto de partida la línea base de emisiones de GEI realizada por el INECC y se desarrolló un escenario de política de mitigación de GEI bajo el supuesto de que se limita la producción de petróleo a 2,000 mbd, mismo que se alcanzará paulatinamente en 2030 y que el total de la producción de crudo se destinará a refinación, por lo que se eliminará su exportación e importación.

En el desarrollo del modelo, se consideraron las actividades del sector generadoras de emisiones de GEI de acuerdo con la clasificación especificada por el IPCC: refinación, el consumo de combustibles y emisiones fugitivas del sector petróleo. Cabe resaltar en este sector, que las emisiones fugitivas en particular presentan incertidumbre significativa asociada a los factores de emisión de GEI, y que suelen estar entre el 25 y el 100%, esto se debe, en parte, al uso limitado de los sistemas de medición o a la amplia gama de flujos y variaciones en la composición que pueden darse (IPCC, 2006).

Como resultado del modelo, se contabilizó una mitigación anual al año 2030 de aproximadamente 6.58 $MtCO_2e$, de las cuales la actividad de refinación presenta una mitigación negativa (-4.5 $MtCO_2e$), lo que significa que sus emisiones de GEI son mayores en el escenario de política de mitigación, porque representa que se va a refinar una mayor cantidad de crudo para cubrir la demanda de combustibles nacional ante un escenario de limitar las importaciones. Mientras que la mitigación

por otros consumos de energía del sector fue del orden de 9 $MtCO_2e$ y la mitigación por emisiones fugitivas de 2.1 $MtCO_2e$.

VI. REFERENCIAS

- BOGA. (2022). Beyond Oil & Gas Alliance. Obtenido de https://beyondoilandgasalliance.com/
- BOGA. (2022). Beyond Oil & Gas Alliance. Obtenido de https://beyondoilandgasalliance.com/
- Centro de Estudios de las Finanzas Públicas. (2021). Petroleros al primer trimestre de 2021. Obtenido de https://www.cefp.gob.mx/publicaciones/nota/2021/notacefp0282021.pdf
- INECC. (2021). Tabla INEGyCEI 1990-2019 ajustada. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/762140/112_INEGyCEI_1990-2019_VERSION_AJUSTADA.xlsx
- IPCC. (2006). Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero.
- IPCC. (2006). Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Volumen 2.
- PEMEX. (2013). Anuario Estadístico 2013 Producción de petróleo crudo por región y activo. Obtenido de https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/anuario-estadistico-2013_131014.pdF
- PEMEX. (2017). Anuario Estadístico 2017. Producción de petróleo crudo por región y activo. Obtenido de https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/anuario-estadistico_2017.pdf
- PEMEX. (2019). Anuario Estadístico 2019. Producción y distribución de hidrocarburos líquidos Disponible en. Obtenido de https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/anuario-estadistico_2019.pdf
- PEMEX. (2021). Plan de negocios de petróleos mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias 2021-2025. Obtenido de https://www.cmic.org.mx/comisiones/Sectoriales/hidrocarburos/PDF_Noticias/Plan%20de%20Negocios%202021-2025_Pemex.pdf

- Rivera K, M. A. (2020). Preliminary 2020 Global Greenhouse Gas Emissions Estimates. Obtenido de https://rhg.com/research/preliminary-2020-global-greenhouse-gas-emissions-estimates/#:~:text=Total%20global%20emissions%20drop%204.4,in%202020%20(Figure%
- SEI, IISD, ODI, Climate Analytics, CICERO, and UNEP. (2019). The Production Gap The discrepancy between countries' planned fossil fuel production and global production levels consistent with limiting warming to 1.5°C or 2°C. Obtenido de http://productiongap.org/
- SEI, IISD, ODI, Climate Analytics, CICERO, and UNEP. (s.f.). The Production Gap: The discrepancy between countries planned fossil fuel production and global production levels consistent with limiting warming to 1.5°C or 2°C. Obtenido de http://productiongap.org/
- SENER. (2018). Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2018 - 2032.
- SENER. (2022). Sistema de Información Energética. Obtenido de https://sie.energia.gob.mx/
- u. (s.f.). 1. United Nations Environment Programme (UNEP) (2019). Emissions Gap Report 2019. UNEP, Nairobi.
- UNEP. (2019). Emissions Gap Report 2019. Nairobi.

MEDIO AMBIENTE

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

INECC

INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO