



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA – SISTEMAS ENERGÉTICOS

FACTIBILIDAD DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN CAMPOS DE
HIDROCARBUROS EN MÉXICO

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRA EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ANAHÍ LUCERO SÁNCHEZ ALANIZ

TUTOR:
DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ FACULTAD DE INGENIERÍA

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX. NOVIEMBRE 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Francois Lacouture Juan Luis
Secretario: Dr. Rodríguez Padilla Víctor
Vocal: Dra. Martín del Campo Márquez Cecilia
1^{er.} Suplente: Dr. Solís Ávila Juan Carlos
2^{d o.} Suplente: M.I Olivera Villa Beatriz Adriana

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Ciudad Universitaria, UNAM

TUTOR DE TESIS:

DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Miguel y Ana Luz, por ser los mejores papás que pudieron haberme tocado. Por su dedicación, amor y motivación brindada todo este tiempo, permitiéndome seguir adelante a pesar de las situaciones difíciles. Los admiro y los amo.

De igual forma a mi hermana Gaby por compartir momentos llenos de alegría, por apoyarme y cuidarme.

A mis abuelos y tía Bety, por estar siempre presentes en mi vida, alentándome a seguir adelante.

A mi abuelita Luz, que nos cuida desde el cielo.

A mi tía Virginia y mis primos Cristina y Miguel, por tanta ayuda durante estos años, permitiéndonos pasar momentos inolvidables juntos.

A mis tíos Álvaro y Celia, por poder contar siempre con su apoyo.

A mi tía Laura, por darme buenos consejos para desarrollarme profesionalmente, brindándome su apoyo siempre que lo necesito.

A mis tíos, Gustavo e Isabel, por su ayuda absoluta.

De forma muy especial a mi Marquitos, por su incondicionalidad ante cualquier circunstancia, por ser mi quien me motiva en cada reto, recordándome que puedo lograr cualquier meta que me proponga. Por enseñarme tantas cosas y estar siempre conmigo. Te amo, verás que lograremos nuestro propósito.

Por otro lado, a la Dra. Cecilia Martín del Campo por sus enseñanzas, consejos y disponibilidad para la realización de este trabajo de investigación.

A mis sinodales, por tomarse el tiempo de realizar valiosas aportaciones a mi investigación con la finalidad de contar con un trabajo de calidad.

Al Fondo CONACYT – SENER – Hidrocarburos, por el apoyo económico durante la realización de mi posgrado.

A mis profesores de la UNAM, por brindarme las herramientas necesarias para convertirme en una buena profesionista.

Contenido

Lista de Figuras	1
Lista de Tablas	3
Lista de Acrónimos	5
Resumen	8
Abstract	9
Introducción	10
1. Emisiones de gases de efecto invernadero al ambiente	12
1.1 Cambio climático y efecto invernadero	12
1.2 Gases de efecto invernadero (GEI).....	13
1.2.1 Principales gases de efecto invernadero	14
1.2.2 Ciclo del carbono	17
1.3 Acuerdos internacionales en materia del cambio climático	18
1.4 Emisiones globales de gases de efecto invernadero	20
1.4.1 Sectores de emisión a nivel mundial.....	21
1.4.2 Fuentes estacionarias en el mundo	21
1.5 Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en México	22
1.5.1 Sectores de emisión en México	23
1.5.2 Fuentes estacionarias por sector en México.....	26
2. Antecedentes de la captura y secuestro de Carbono	29
2.1 Secuestro de Carbono	29
2.2 Captura del CO ₂ proveniente de fuentes de emisión	30
2.2.1 Procesos de Captura de CO ₂	31
2.2.2 Tecnologías de separación del CO ₂ de los gases de combustión	32
2.3 Transporte de CO ₂	33
2.4 Almacenamiento de CO ₂	34
2.4.1 Tipos de almacenamiento geológico de CO ₂	34
2.4.2 Utilización del CO ₂ para la recuperación de petróleo y gas	35
2.4.2.1 Etapas de explotación de hidrocarburos.....	36
2.4.2.2 Inyección de CO ₂ como método de recuperación mejorada de hidrocarburos.....	39
2.5 Monitoreo de CO ₂	42
3. Selección de campos en México para inyección de CO₂	43

3.1 Reforma energética en México	43
3.1.1 Nuevo régimen fiscal	43
3.1.2 Ronda Cero	44
3.1.2.1 Campos asignados a PEMEX para realizar actividades de extracción de hidrocarburos.....	44
3.2 Selección de campos para implementación de inyección de CO ₂ como método de recuperación mejorada de hidrocarburos.....	45
3.2.1 Volumen remanente de hidrocarburos en México	45
3.2.2 Activo Integral de Producción Poza Rica – Altamira.....	47
3.2.3 Activo Integral de Producción Cinco Presidentes	52
3.2.4 Activo Integral de Producción Bellota – Jujo.....	57
3.2.5 Activo Integral de Producción Macuspana – Muspac	60
3.2.6 Activo Integral de Producción Samaria – Luna	64
4. Costos asociados a proyectos de captura y almacenamiento de CO₂.....	67
4.1 Costos de captura	67
4.1.1 Introducción	67
4.1.2 Costos nivelados de producción (Global CCS Institute)	68
4.1.3 Costos de captura para diferentes sectores industriales	70
4.2 Costos de transporte.....	72
4.2.1 Introducción	72
4.2.2 Costos nivelados de transporte	73
4.3 Costos de almacenamiento geológico	76
4.3.1 Introducción	76
4.3.2 Costos nivelados de almacenamiento geológico	76
5. Costos nivelados de la implementación de CCS + EOR.....	77
5.1 Fuentes industriales cercas a los campos potenciales	77
5.2 Volumen de hidrocarburos impactado.....	81
5.2.1 Definición	81
5.2.2 Volumen de hidrocarburos de impacto para cada una de las fuentes emisoras	82
5.3 Costos nivelados CCS + EOR	89
5.3.1 Introducción	89
5.3.2 Mejores opciones fuente – destino	91

6. Implementación de la captura y almacenamiento de CO₂ en México	93
6.1 Avances de implementación de la tecnología de captura y almacenamiento en México.....	93
6.2. Propuestas a la Ruta Tecnológica de CCS.....	97
6.2.1 Plantas de generación cercanas a los campos de hidrocarburos	97
6.2.2 Plantas CCS Ready	98
6.2.3 Construcción de red de carbo ductos nacional	98
6.2.4 Proyectos futuros para la implementación de tecnología CCS como método de recuperación mejorada	99
6.2.4.1 Campos marinos	99
6.2.4.2 Campos de Chicontepec	101
6.3 Retos para la implementación de la tecnología de CCS en México.....	102
Conclusiones	103
Anexo	106
Referencias	110

Lista de Figuras

Figura 1.1. Efecto Invernadero	13
Figura 1.2. Variación de la temperatura global 1800 – 2015.....	14
Figura 1.3. Emisiones antropógenas anuales de GEI totales, 1970 – 2010.....	16
Figura 1.4. Ciclo del Carbono.....	18
Figura 1.5. Principales países emisores de CO ₂	20
Figura 1.6. Emisiones antropogénicas globales.....	21
Figura 1.7. Distribución mundial de fuentes estacionarias de CO ₂	22
Figura 1.8. Emisiones por gas en México	23
Figura 1.9. Emisiones de GEI 2015 por sector.....	23
Figura 1.10. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 2015	25
Figura 1.11. Emisiones por tipo de fuentes en México	26
Figura 1.12. Emisiones de CO ₂ en el 2012 en México por sector industrial.....	26
Figura 1.13. Ubicación y magnitud de las fuentes fijas que emiten CO ₂	27
Figura 1.14. Emisiones de CO ₂ en el 2012 en México por entidad federativa	28
Figura 2.1. Estrategia propuesta por la IEA con el propósito de reducir emisiones de GEI	29
Figura 2.2. Procesos de CCS	30
Figura 2.3. Técnicas disponibles para la captura y separación de CO ₂	31
Figura 2.4. Métodos de almacenamiento de CO ₂ en formaciones geológicas subterráneas profundas	35
Figura 2.5. Etapas de explotación de un yacimiento petrolero.....	36
Figura 2.6. Etapas en la vida de un yacimiento	37
Figura 2.7. Inyección de CO ₂	39
Figura 2.8. Número de proyectos a nivel mundial por país	40
Figura 3.1. Asignaciones otorgadas a PEMEX, Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015 – 2019	45
Figura 3.2. Volumen remanente nacional, su distribución en asignaciones de extracción y áreas a licitar por el Estado.....	46
Figura 3.3. Campos del AIPRA	47

Figura 3.4. Ubicación del AICP	52
Figura 3.5. Región Sur	53
Figura 3.6 Campos del AICP	54
Figura 3.7. Campos del AIBJ	58
Figura 3.8. Campos del Activo Macuspana.....	61
Figura 3.9. Campos del Activo Muspac.....	61
Figura 3.10. Campos del AISL	64
Figura 4.1. Participación de los factores asociadas a los costos de transporte	75
Figura 4.2. Costos nivelados de transporte de CO ₂	75
Figura 5.1. Ubicación de las fuentes emisoras cercanas a los campos seleccionados de la región norte	79
Figura 5.2. Ubicación de las fuentes emisoras cercanas a los campos seleccionados de la región sur	80
Figura 5.3. Costos asociados a la tecnología de captura y almacenamiento de CO ₂	90
Figura 6.1 Capacidad adicional en centrales de ciclo combinado 2018 – 2032	97
Figura 6.2 Posible carbonoducto para el transporte de CO ₂ a los campos de los activos Cantarell y KMZ	100

Lista de Tablas

Tabla 1.1. Principales Gases Efecto Invernadero	15
Tabla 2.1 Proyectos a gran escala en estado de operación y ejecución	41
Tabla 3.1. Potencial de los campos seleccionados del AIPRA	51
Tabla 3.2. Potencial de los campos seleccionados del AICP	56
Tabla 3.3. Potencial de los campos seleccionados del AIBJ.....	59
Tabla 3.4. Potencial de los campos seleccionados del AIMM	63
Tabla 3.5. Potencial de los campos seleccionados del AISL	66
Tabla 4.1. Costos nivelados de producción por tipo de tecnología de captura	69
Tabla 4.2. Concentración del CO ₂ en los gases de emisión de cada complejo	71
Tabla 4.3. Costo de adquisición de CO ₂ para distintas fuentes emisoras	72
Tabla 5.1. Fuentes emisoras cercanas a la región norte	78
Tabla 5.2. Fuentes emisoras cercanas a la región sur	78
Tabla 5.3. Matrices de proyectos análogos en carbonatos y areniscas	82
Tabla 5.4. Volumen original de hidrocarburos a impactar por tipo de fuente en el AIPRA	84
Tabla 5.5. Distancia de las fuentes de emisión a los campos de hidrocarburos del AIPRA	84
Tabla 5.6. Volumen original de hidrocarburos a impactar por tipo de fuente en el AIBJ	85
Tabla 5.7. Distancia de las fuentes de emisión a los campos de hidrocarburos del AIBJ	85
Tabla 5.8. Volumen original de hidrocarburos a impactar por tipo de fuente en el AIMM	86
Tabla 5.9. Distancia de las fuentes de emisión a los campos de hidrocarburos en el AIMM.....	86
Tabla 5.10. Volumen original de hidrocarburos a impactar por tipo de fuente en el AISL	87
Tabla 5.11. Distancia de las fuentes de emisión a los campos de hidrocarburos del AISL	87

Tabla 5.12. Volumen original de hidrocarburos a impactar por tipo de fuente en el AICP	88
Tabla 5.13. Distancia de las fuentes de emisión a los campos de hidrocarburos del AICP	88

Lista de Acrónimos

°API	Grados API
1P	Reservas Probadas
AIBJ	Activo Integral de Producción Bellota – Jujo
AICP	Activo Integral de Producción Cinco Presidentes
AIMM	Activo Integral de Producción Macuspana – Muspac
AIPRA	Activo Integral de Producción Poza Rica – Altamira
AISL	Activo de Integral de Producción Samaria – Luna
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
BECI	Instituto de Energía y Clima de Berkeley
CC	Ciclo Combinado
CCS	Secuestro de Carbono
CCUS	Captura, Uso y Almacenamiento de CO ₂
CEMCCUS	Centro Mexicano de CCUS
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIEco	Centro de Investigaciones en Ecosistemas
CIEPS	Contratos Integrales de Exploración y Producción
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CO₂	Bióxido de Carbono
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
COP	Conferencia de las Partes
CP	Complejo Petroquímico
CPG	Complejo Procesador de Gas
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CT	Central Termoeléctrica
DEA	Dietanolamina
EOB	Recuperación Mejorada de Aceite

FOAK	Primera en su tipo
FR	Factor de Recuperación
FU	Factor de Utilización
GEI	Gases de Efecto Invernadero
IEA	Agencia Internacional de Energía
IGCC	Ciclo Combinado con Gasificación Integrada
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
IPCC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático
Km	Kilómetros
KMZ	Ku Maloob Zaap
LGEEPA	Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente
MDEA	Metildietanolamina
MEA	Monoetanolamina
MMBIs	Millones Barriles
MMMpc	Miles de millones de pies cúbicos
MtCO₂	Mega toneladas de CO ₂
MTPA	Millones de Toneladas Por Año
N	Volumen original de aceite a impactar
N₂	Nitrógeno
NGCC	Ciclo Combinado con Gas Natural
NH₃	Amoníaco
NOAK	No primera en su tipo
NOx	Óxidos de nitrógeno
O&M	Operación y Mantenimiento
OECD	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
ONU	Organización de las Naciones Unidas

PBI	Producto Interno Bruto
PC super critical	Carboeléctricas super críticas
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	PEMEX Exploración y Producción
PMV	Planta Mexicana de Vinilo
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
Ppm	Partes por millón
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PROFEPA	Procuraduría Federal de Protección al Ambiente
QCO₂	Oferta anual de CO ₂
RF	Refinería
ROW	Costos asociados al derecho de vía
Scf/stb	Pies cúbicos de CO ₂ a condiciones estándar inyectados para recuperar un barril de petróleo
SEMARNAT	Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER	Secretaría de Energía
SIE	Sistema de Información Energética
T	Horizonte de explotación
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México
USD/mscf	Dólar por mil pies cúbicos
USD/stb	Dólar por cada barril de aceite obtenido
USD/tCO₂	Dólar por cada tonelada de CO ₂ inyectada
VCM	Monómero de cloruro de vinilo

Resumen

El aumento en la concentración de los Gases de Efecto Invernadero durante los últimos años ha causado preocupación a nivel global, por ello, se han creado acuerdos internacionales en materia del cambio climático con el propósito de aplicar estrategias propuestas para reducir estos gases en la atmósfera.

La Agencia Internacional de Energía ha propuesto un conjunto de estrategias que reducirán las emisiones al medio ambiente, y es esencial que todas ellas se implementen conjuntamente para lograrlo. Una de las opciones más importantes para implementar es la captura de carbono, que es la única estrategia que permite el uso continuo de combustibles fósiles.

Cuando se implementa la captura y almacenamiento de CO₂ (bióxido de carbono) con un método de recuperación mejorada de hidrocarburos, se cumplen simultáneamente dos objetivos relacionados con la energía y el cambio climático. Uno es el incremento en la producción de hidrocarburos y el otro es la mitigación de grandes cantidades de gases de efecto invernadero. Se incrementa la seguridad energética, promoviendo el crecimiento económico, mientras que la captura y el secuestro de gases de CO₂ mitigan el calentamiento global.

La investigación se centra en el estudio de los campos en la Región Norte y Sur de Petróleos Mexicanos (PEMEX). El objetivo de la tesis es identificar y caracterizar dichos campos maduros, en función de su potencial de producción, y la viabilidad de implementar la inyección de CO₂ como método de recuperación de hidrocarburos. Presentando una serie de las mejores opciones fuente – destino, tanto de la región norte y sur. Considerando los costos nivelados¹ totales de los procesos involucrados, los costos de captura, transporte, inyección y el beneficio de petróleo obtenido.

Se muestran los avances en la implementación de la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ en México, teniendo en cuenta las propuestas que se proyectan por la Ruta Tecnológica de la Secretaría de Energía (SENER). De igual forma se proponen proyectos adicionales en el área de Chicontepec y campos marinos.

¹ Hace referencia a los costos asociados durante el ciclo de vida de un proceso industrial, considera costos de inversión, operación y mantenimiento y combustible.

Abstract

The increase in the concentration of greenhouse gases in the atmosphere in recent years has caused global concern, therefore, international agreements and strategies on climate change have been created to reduce these gases in the atmosphere.

The International Energy Agency has proposed a set of strategies that will reduce emissions to the environment, and it is essential that they are all implemented jointly in order to achieve it. One of the most important options to be implemented is the carbon sequestration which is the only strategy that allows for continued use of fossil fuels.

When capture and storage of CO₂ (carbon dioxide) is implemented with an improved method of hydrocarbon recovery, two objectives related to energy and climate change are simultaneously resolved. One being the increase of hydrocarbon production and the other the mitigation of large amounts of greenhouse gases. Energy security is increased, thereby promoting economic growth, while the capture and sequestering of CO₂ gases mitigate global warming.

The investigation is focused on the study of the fields in the North and South Region of Mexican Petroleum Company (PEMEX). The purpose of the thesis is to identify and characterize said mature fields, based on their production potential, and the feasibility of implementing CO₂ gas injection as a hydrocarbon recovery method. Series of the best *source – destination* options, from the northern and southern region, are presented. Total levelized costs of the processes involved, costs from capture, transport, injection and oil benefit were considered.

Advances on the implementation of CO₂ capture and storage technology in Mexico are presented, taking into account the proposals that are projected by the Technological Route of the Secretariat of Energy (SENER). Additional projects in the area of Chicontepec and marine fields are proposed.

Introducción

A partir de la Revolución Industrial se produjo un incremento en la temperatura global del planeta provocado por las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Hoy en día estas emisiones se han convertido en una problemática a nivel mundial debido al ritmo acelerado de crecimiento que presentan.

El aumento en las concentraciones de GEI han derivado una preocupación a nivel mundial es por ello que muchos países, principalmente desarrollados, se han dado a la tarea de realizar ciertas investigaciones relacionadas con la reducción de emisiones y con ello evitar incrementar el calentamiento global en el planeta. México no ha sido la excepción y también está buscando las formas de reducir sus emisiones sin afectar su crecimiento económico que es sustentado por el uso de la energía.

El CO₂ se considera como el gas de efecto invernadero más importante a nivel global y aunque se presenta de forma natural en la atmósfera, también se encuentra producido por actividades humanas que hacen uso de combustibles fósiles para diversas actividades industriales. Por ejemplo, se calculó que cerca del 71% de las emisiones en México son provocadas por el sector energético, por lo que se ha contemplado la implementación de nuevas tecnologías que permitan deslindarse del uso de los combustibles fósiles.

La Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) propone como estrategia incluir al secuestro de carbono como una alternativa para mitigar los GEI durante los próximos años.

Esta tecnología cuando es implementada permite captar entre el 85% y 95% del CO₂ producido de algún proceso industrial², para que posteriormente se almacene de forma segura en algún sitio geológico suficientemente profundo. Actualmente, es considerada como una tecnología en desarrollo y demostración, sin embargo, analizando la experiencia obtenida de algunos países que han llevado a cabo el desarrollo de diversos proyectos aplicando este tipo de tecnología, es el punto de partida para tener información que pueda ser utilizada en algún momento, si es que se llevara a cabo algún proyecto similar en nuestro país.

De acuerdo con el Global CCS Institute el costo de reducir las emisiones de bióxido de carbono será más alto si no se implementa la tecnología del secuestro de

² IPCC, 2005. Informe Especial: La captación y el almacenamiento de Dióxido de Carbono. Resumen técnico. EUA, ONU:66

carbono, se estima que hasta de un 70% a nivel internacional³. Por lo que el mayor reto respecto a enfrentar esta tecnología es la reducción de costos con el propósito de hacerlos competitivos en el mercado.

Cuando la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ es combinada con la inyección de dicho gas, identificado como método de recuperación mejorada, se considera que se cumple con un doble objetivo basado en la reducción de CO₂ al ambiente y en el beneficio económico obtenido por incrementar la producción de los campos petroleros.

En esta investigación se realiza una selección de los campos en los que es factible aplicar la inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada de hidrocarburos tomando en consideración el volumen remanente y la urgencia por restituir reservas probadas. Posteriormente se analiza la rentabilidad de aplicar conjuntamente este método de recuperación con la captura y almacenamiento geológico de CO₂ en campos petroleros de México, presentando un análisis de resultados acerca de los costos que se encuentran asociados a todos los procesos de la cadena productiva de esta tecnología ya que hasta el momento es el mayor reto por el que atraviesa.

³ Global CCS Institute, 2017. Global Costs of Carbon Capture and Storage – 2017 Update. Lawrence Irlam. Senior Adviser Policy & Economics, Asia – Pacific Region:14

1. Emisiones de gases de efecto invernadero al ambiente

1.1 Cambio climático y efecto invernadero

La mayor amenaza hacia el medio ambiente que hoy en día se presenta a nivel mundial es la relacionada con enfrentar las consecuencias provocadas por el cambio climático debido a las emisiones de GEI generadas por el uso de combustibles fósiles.

El Cambio Climático es definido por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) como una variación en el clima debido a cambios promedio o a la variabilidad en sus propiedades que perduran durante largos períodos de tiempo. Otra definición es propuesta por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), en su Artículo Primero, expresándolo como “el cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera global y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables”. Ambas definiciones difieren, dado que la CMNUCC atribuye a las actividades humanas la alteración de la composición atmosférica y referente a la variabilidad climática a causas naturales⁴.

Se considera que el cambio climático es un problema que alcanza una perspectiva ambiental, política, económica y social, debido a ello, se debe estar consciente que es una realidad que trae consigo diversas implicaciones que son inevitables pero que aún es posible minimizar sus consecuencias más catastróficas.

Los impactos que causa ya son perceptibles y se han manifestado en el aumento de la temperatura global, Greenpeace da a conocer que la temperatura global en el 2016 incremento 1.1 grados centígrados⁵; con este suceso se marca el mayor aumento en la historia de la humanidad. Además, provoca la subida del nivel de mar, fenómenos extremos, el constante deshielo de las masas glaciares, el daño de la producción alimentaria, sequías, riesgos a la salud, migraciones de refugiados climáticos, incremento en la demanda de energía y mayores inversiones para la adaptación al aumento de la temperatura, entre otras.

Efecto invernadero

El efecto invernadero es un fenómeno que nos ayuda a comprender de mejor manera al cambio climático. Éste permite que sea posible la vida en la Tierra ya

⁴ Cambio climático, 2014. Impactos, adaptación y vulnerabilidad. Contribución del Grupo de trabajo II al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático:40.

⁵ Greenpeace, 2016. Cambio Climático (Consultado el 9 abril 2018): <https://es.greenpeace.org/es/trabajamos-en/cambio-climatico/>

que, sin él, la temperatura superficial promedio sería inferior a los -18 grados centígrados. En la Figura 1.1 se esquematiza el proceso del efecto invernadero.

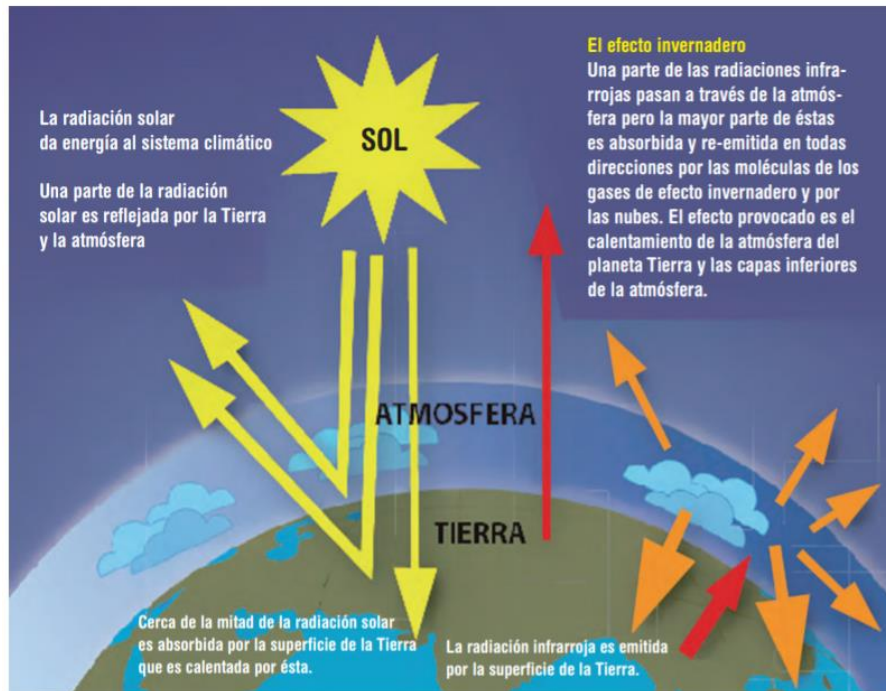


Figura 1.1. Efecto Invernadero (IPCC, 2005)

El fenómeno comienza cuando la luz solar toca la superficie terrestre y es absorbida por ésta, provocando que la energía recibida por el sol la caliente. El calor producido es proyectado por la superficie de la Tierra hacia el espacio en forma de radiación infrarroja. Las radiaciones infrarrojas que son emitidas de nuevo hacia a la atmósfera no siempre logran atravesarla, una parte de ellas es absorbida por las moléculas de los gases efecto invernadero que las dispersan en todas direcciones provocando que se genere calor tanto en la atmósfera como en sus capas inferiores provocando el llamado efecto invernadero.

1.2 Gases de efecto invernadero (GEI)

El IPCC define a los GEI como compuestos de origen natural y/o antropogénico que se encuentran en la atmósfera, absorben y emiten calor en forma de radiación infrarroja a la superficie de la Tierra.

A partir de la revolución industrial se ha generado un aumento en la temperatura global de la superficie terrestre, pero durante los últimos 50 años ha sido más notable este incremento atribuyéndoselo a la quema de combustibles fósiles y a la deforestación, esta alteración ha provocado un aumento en la concentración de GEI.

La concentración de GEI con el paso de las décadas se ha incrementado alcanzando las cuatrocientas partes por millón (ppm) causando el incremento de la

temperatura promedio de la Tierra⁶, si esto continúa de la misma forma el aumento podría llegar a los cuatro grados centígrados al terminar el siglo provocando problemas, sociales, ambientales y económicos, debido a ello deben tomarse acciones que minimicen los impactos que contribuyen al cambio climático.

Se observa en la Figura 1.2 que del año 1880 al 2012 se registró un aumento de 0.85°C en la temperatura anual global. A este fenómeno de incremento global de temperatura se le conoce como “calentamiento global” y es una de las evidencias más contundentes de la existencia del cambio climático⁷.

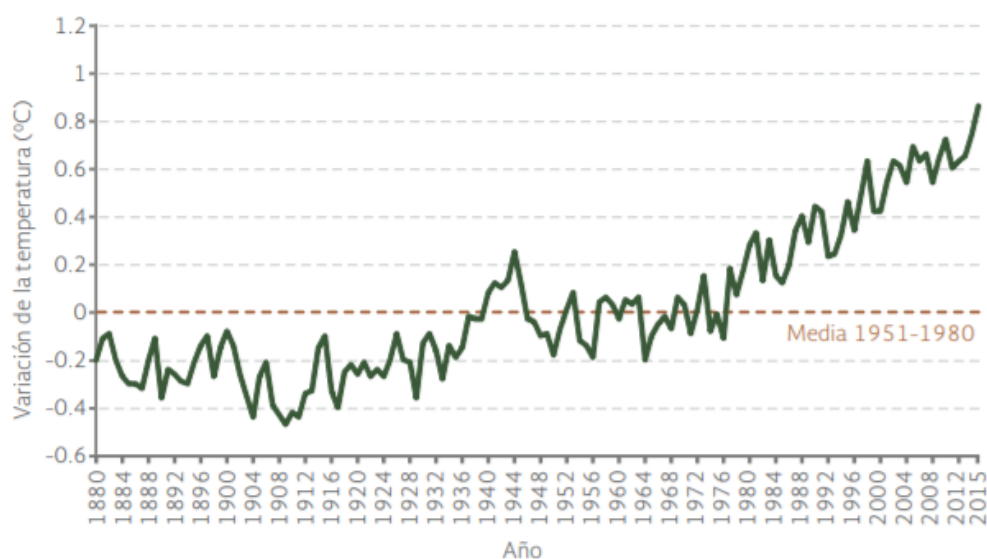


Figura 1.2. Variación de la temperatura global 1800 – 2015 (SEMARNAT, 2015)

1.2.1 Principales gases de efecto invernadero

Durante miles de millones de años los GEI se han generado de fuentes naturales como el vulcanismo, la vegetación y los océanos. De las erupciones volcánicas e hidrotermales se producen grandes cantidades de CO₂ y vapor de agua, además la respiración animal o la descomposición microbiana de materia orgánica también contribuye a la generación de estos gases.

Se le atribuye a la actividad humana el reciente calentamiento global del planeta ya que se considera que ha provocado el incremento en la concentración de GEI contenidos en la atmósfera, entre las actividades antropogénicas más

⁶ SEMARNAT, 2013. Estrategia Nacional de Cambio Climático Visión 10 – 20 – 40 Primera edición, SEMARNAT, México:64.

⁷ SEMARNAT, 2015. Informe de la Situación del Medio Ambiente en México. Compendio de Estadísticas Ambientales. Indicadores Clave, de Desempeño Ambiental y de Crecimiento Verde. Edición 2015. SEMARNAT, México 2016:78.

sobresalientes podemos mencionar el uso de los combustibles fósiles, como el petróleo, el gas natural o el carbón⁸.

Los principales GEI de “origen natural” presentes en la atmósfera del planeta son:

- Vapor de agua
- Bióxido de carbono
- Metano
- Óxido nitroso

A pesar de que el vapor de agua es el GEI más abundante en la atmósfera terrestre, la acción humana no interviene con su concentración en la atmósfera, de forma indirecta se ha visto afectado por el efecto invernadero que generan otros gases, incrementando sus cantidades en el planeta.

Los GEI de “origen antropogénico” (producidos por el hombre) son:

- Compuestos halogenados

Dentro de los compuestos halogenados los grupos de hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆) son los más importantes.

Gas de Efecto Invernadero	Potencial de Calentamiento Mundial (PCM) (período de 100 años)	% del Total de Emisiones de GEI antropogénicos (2010)
Dióxido de carbono (CO ₂)	1	76%
Metano (CH ₄)	25	16%
Óxido nitroso (N ₂ O)	298	6%
Hidrofluorocarbonos (HFC)	124-14,800	< 2%
Perfluorocarbonos (PFC)	7,390-12,200	< 2%
Hexafluoruro de azufre (SF ₆)	22,800	< 2%
Trifluoruro de nitrógeno (NF ₃)	17,200	< 2%

Tabla 1.1. Principales Gases Efecto Invernadero (IPCC, 2007)

En la Tabla 1.1 se muestran los principales GEI que son regulados por el Protocolo de Kioto. El CO₂ es la base de los gases con la que se pueden realizar comparaciones con respecto a sus propiedades. En el caso del potencial de calentamiento⁹ se le asigna al CO₂ el valor de 1 por ser el GEI más abundante en la atmósfera y comparándolo con el óxido nitroso, éste es 298 veces mayor que el

⁸ SEMARNAT, 2009. Cambio climático. Ciencia, evidencia y acciones. SEMARNAT, México:97

⁹ Potencial de calentamiento global hace referencia a la cantidad de radiación infrarroja que absorbe un GEI en la atmósfera (IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA, 2015)

potencial que presenta el CO₂, pero su concentración en la atmósfera es mucho menor. Referente a los compuestos halogenados (Hidrofluorocarbonos, Perfluorocarbonos y Hexafluoruro de azufre) su volumen es mucho menor en comparación con el CO₂, pero su potencial de calentamiento es el más grande relacionándolo con los demás GEI.

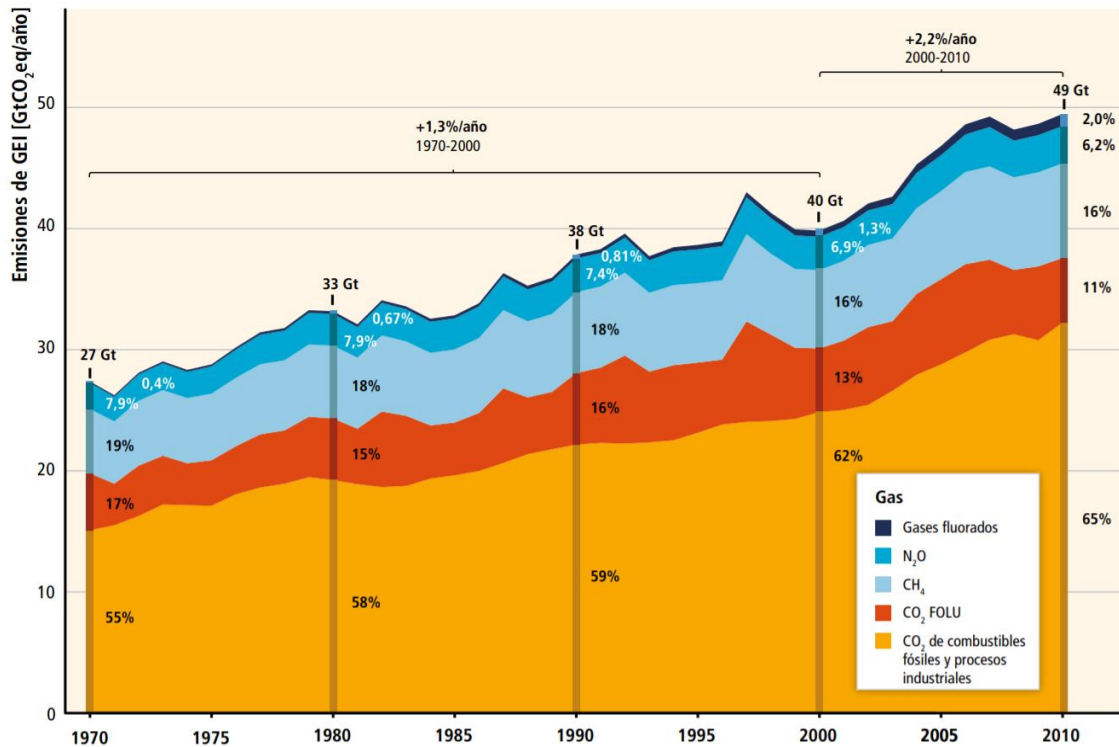


Figura 1.3. Emisiones antropogénicas anuales de GEI totales, 1970 – 2010 (IPCC, 2014)

Dentro del período que abarca de 1970 – 2010 se presentaron aumentos en las emisiones antropogénicas de GEI, a pesar de que con el tiempo aumentaron las políticas para mitigar el cambio climático. En el período de 1970 – 2000 se emitían 40 [GtCO₂ eq/año] es decir el 1.3% anual y del 2000 – 2010 aumentaron 9 [GtCO₂ eq/año] lo que equivale al 2.2% anual. De las 49 [GtCO₂ eq/año] de origen antropogénico de GEI emitidas en 2010, el CO₂ sigue siendo el principal GEI y representa el 76% del total de GEI de origen antropogénico en 2010. El 16% proviene del metano (CH₄), el 6.2% del óxido nitroso (N₂O) y el 2% (de gases fluorados, como ya se había especificado el porcentaje de emisiones en la tabla anterior, en este caso es de manera gráfica para poder ver el comportamiento de las emisiones por tipo de gas emitido (Figura 1.3).

Bióxido de carbono

El bióxido de carbono (CO₂) se define como el GEI más importante y que debido a la quema de combustibles fósiles resultado de la actividad humana contribuye de manera importante al calentamiento global.

La concentración de CO₂ en la atmósfera se ha ido incrementando conforme al tiempo ya que durante la época preindustrial se mantuvo constante con alrededor de 280 partes por millón (ppm), en el 2014 alcanzó 398 ppm (lo que significa un incremento de cerca del 43%) y en 2015 rebasó las 400 ppm¹⁰.

1.2.2 Ciclo del carbono

El Ciclo del carbono es uno de los más importantes en la Tierra debido a que sus compuestos forman parte de la composición del planeta. Se ve afectado por el cambio climático provocando el incremento de CO₂ en la atmósfera de la Tierra y en los océanos. Se define como un ciclo biogeoquímico en donde existe actividad biológica y una transformación en sus elementos a través de reacciones químicas¹¹.

El ciclo del carbono se lleva a cabo mediante dos etapas (Figura 4):

- Biológica
- Geológica

Etapas biológica

El carbono se encuentra de manera natural en la atmósfera ya sea en forma de CO₂ o carbono de metano. Es un proceso que funciona mediante un intercambio de CO₂ entre seres vivos y/o ecosistemas y la atmósfera del planeta, es decir las plantas van a absorber el CO₂ proveniente de la respiración o digestión de seres vivos y realiza el proceso de la fotosíntesis, además de que, al morir todos los organismos vivos, al ser materia orgánica se descompone y genera CO₂.

Etapas geológica

La etapa geológica es la etapa más lenta del proceso. Se lleva a cabo entre la atmósfera de la Tierra, los océanos y el suelo.

El bióxido de carbono que se encuentra en la atmósfera es capaz de disolverse con mayor facilidad que otros gases en el agua de los océanos, sin ningún problema produciendo bicarbonato de calcio que permite la formación de organismos ricos en dicho compuesto, una vez que estos organismos mueren se deposita el bicarbonato en las rocas permitiendo que sean calizas, es por esta razón que se necesita mucho tiempo para que el carbono pueda regresar a la atmósfera en forma de CO₂ debido a que se requeriría que las rocas se disolvieran.

¹⁰ SEMARNAT, 2015. Op. Cit. p.30

¹¹ SEMARNAT, 2009. Op. Cit. p.9

Los grandes sumideros de carbón se encuentran en los océanos y son capaces de retener enormes cantidades de CO₂ provenientes de la atmósfera de la Tierra. La Figura 1.4 muestra un esquema del ciclo del carbono.

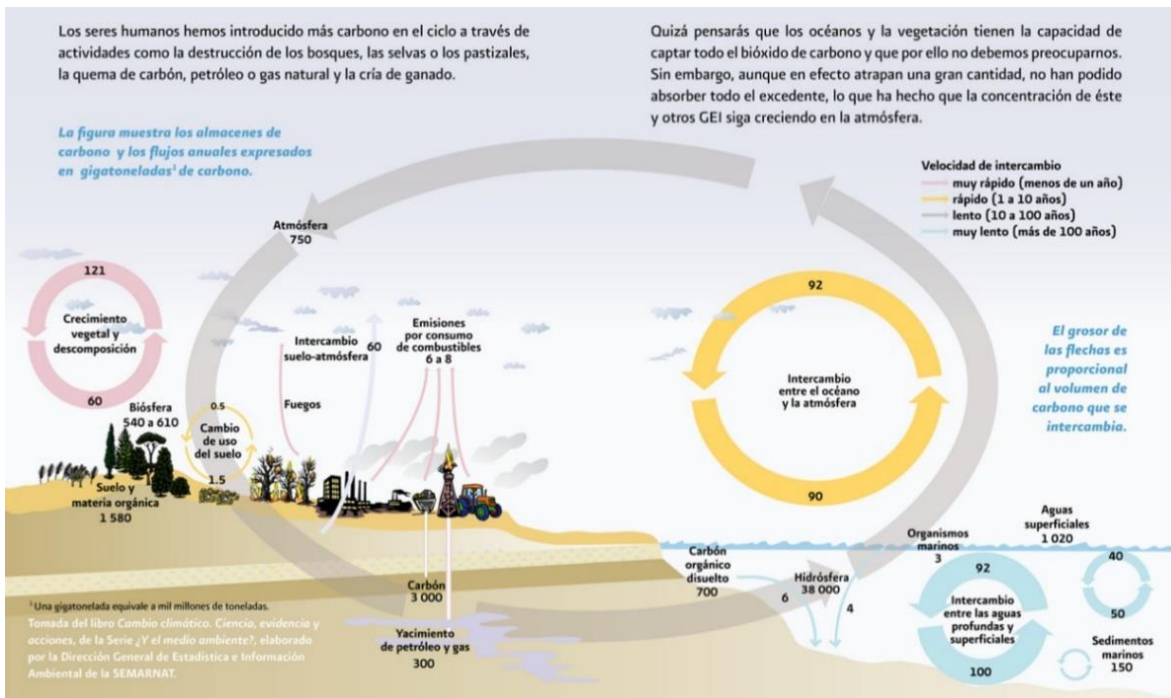


Figura 1.4. Ciclo del Carbono (SEMARNAT, 2009)

1.3 Acuerdos internacionales en materia del cambio climático

Se han establecido diversos acuerdos a nivel mundial con el fin de mitigar el cambio climático. La preocupación que presentan la mayor parte de los países ha conllevado a que se firmen convenios a nivel mundial con el propósito de reducir las grandes emisiones de GEI que se generan durante las últimas décadas como consecuencia de la industrialización.

- **Panel Intergubernamental Sobre el Cambio Climático de la ONU (IPCC)**

El Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático se creó en 1988 por iniciativa de la Organización Meteorológica Mundial y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). En el año de 1990 comenzó con su investigación, afirmando que el calentamiento global estaba presente y era necesario tomar medidas para reducirlo.

La función con la que cumple es la de evaluar las investigaciones de carácter científico y apolítico a nivel mundial con respecto al cambio climático, además, elabora informes con el fin de hacerlos públicos dando a conocer temas relacionados con el cambio climático.

- **Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático**

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) fue impulsada por el IPCC y en el año de 1992 fue celebrada en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y Desarrollo, en Río de Janeiro. A esta Convención se le conoce como “Cumbre de la Tierra”.

En 1994 entra en vigor, estableciendo su objetivo “Lograr la estabilización de las concentraciones de GEI en la atmósfera en un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático. Ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible¹².”

La Convención es más estricta con aquellos países industrializados ya que son causantes de enormes cantidades de GEI acelerando el cambio climático en el planeta. Además, es la encargada de asignarle actividades relacionadas al cambio climático a los países en desarrollo, involucrándolos para tomar medidas preventivas con el fin de mitigar variaciones en el clima.

- **Conferencia de las Partes**

La Conferencia de las Partes (COP por sus siglas en inglés) es celebrada anualmente como parte del acuerdo de la CMNUCC. En 1995 se llevó a cabo la primera COP en Berlín, Alemania.

- **Protocolo de Kioto**

El Protocolo de Kioto tiene el propósito de fortalecerse a nivel mundial en el tema sobre el cambio climático, para que pudiera adaptarse se realizaron diversas negociaciones en el año de 1995, pero dos años después fue aceptado durante la COP3, en Kioto Japón. Los países desarrollados que forman parte están comprometidos a cumplir con ciertas metas basadas en la reducción de emisiones de GEI. El protocolo se aprobó en diciembre de 1997 pero entró en vigor hasta el 16 de febrero de 2005.

COP 21

La Conferencia Internacional sobre el Cambio Climático fue llevada a cabo del 30 de noviembre al 11 de diciembre de 2015 en París, Francia. En la cual se adaptó el 12 de diciembre el llamado Acuerdo de París, donde 195 naciones se comprometían

¹² Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático 2018, (Consultado el 30 mayo 2018) <https://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/contexto-internacional-17057>

a tomar acciones sobre el cambio climático. Mediante este Acuerdo las naciones se ven comprometidas a mantener un aumento de temperatura global debajo de 1.5 grados centígrados.

COP 22

La COP 22 fue celebrada en Marruecos del 7 al 18 de noviembre del 2016. Con el objetivo de definir el marco de instrumentación del Acuerdo de París sobre el cambio climático, además de establecer el órgano de gobierno de dicho acuerdo. Mediante esta conferencia se definieron las normas que le permitirán guiar su implementación.

1.4 Emisiones globales de gases de efecto invernadero

En 2012, del CO₂ total liberado, el 94% corresponde a los quince países indicados en la Figura 1.5, países que no son necesariamente, en el orden establecido, los más industrializados y de mayor producto interno bruto (PIB), como lo ejemplifican China y Estados Unidos, 2^a y 1^a economías del mundo, o Francia y España, 6^a y 13^a economías¹³, que no aparecen en la lista. Planes de mitigación de GEI en estos quince países es de suma importancia para la reducción de la concentración de los GEI en la atmósfera.

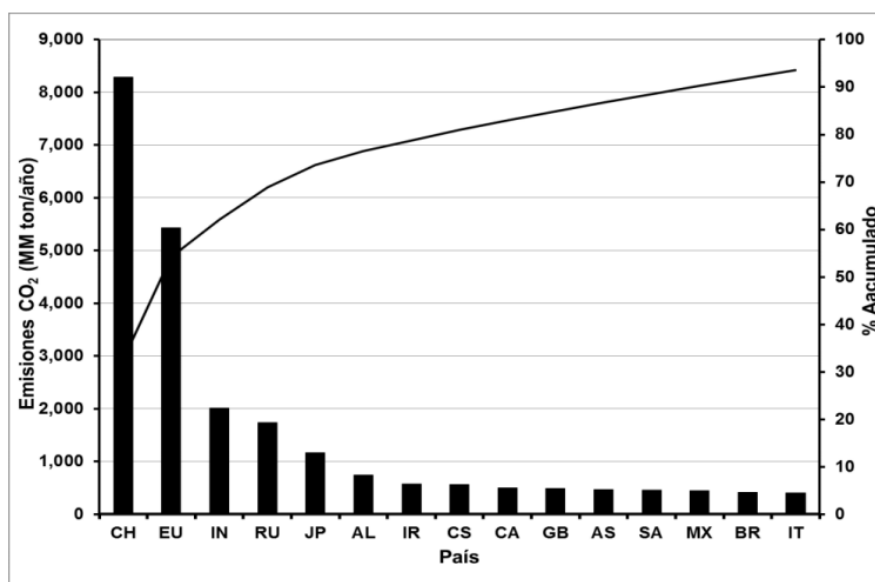


Figura 1.5. Principales países emisores de CO₂ (PEMEX, 2015)

Nomenclatura: China CH, Estados Unidos EU, India IN, Rusia RU, Japón JP, Alemania AL, Irán IR, Corea del Sur CS, Canadá CA, Gran Bretaña GB, Arabia Saudita AS, Sudáfrica SA, México MX, Brasil BR, Italia IT. (Banco Mundial, 2015)

¹³ Fondo Monetario Internacional, según reporte del World Economic Outlook Database (2018) FMI. Consultado el 19 de junio de 2018

1.4.1 Sectores de emisión a nivel mundial

Generalmente las actividades humanas son la principal causa de la producción de grandes cantidades de gases efecto invernadero.

En la Figura 1.6 se puede apreciar que el sector energético presenta la mayor cantidad de emisiones de GEI de origen antropogénico en el mundo, en menor proporción se encuentra la agricultura generando emisiones de CH₄ y N₂O debido al ganado doméstico y al cultivo de arroz. Las emisiones provenientes de los procesos industriales se deben a procesos no relacionados con la energía produciendo gases fluorados y N₂O¹⁴.

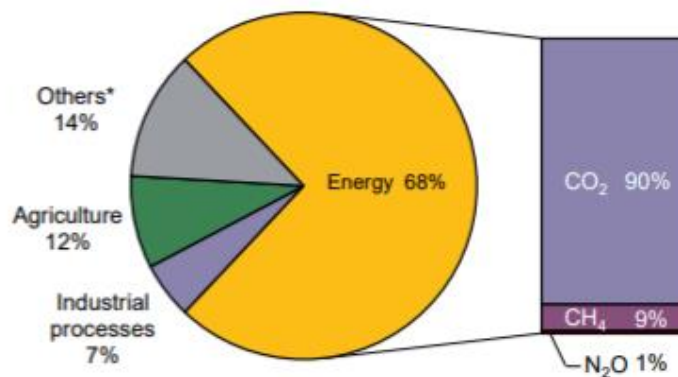


Figura 1.6. Emisiones antropogénicas globales (IEA, 2017)

*Others: incluyen la quema de biomasa a gran escala, la descomposición posterior a la quema, las emisiones indirectas de N₂O de las emisiones no agrícolas de NOx (óxidos de nitrógeno) y NH₃ (amoníaco), los residuos y el uso de solventes.

Cerca del 70% de las emisiones globales son provenientes del sector energético debido al uso excesivo de los combustibles fósiles. Desafortunadamente esta situación se estima que permanecerá así por mucho tiempo debido a que aún no se ha desarrollado alguna tecnología a corto plazo que permita utilizar medios alternos para desplazar totalmente a los hidrocarburos.

1.4.2 Fuentes estacionarias en el mundo

Las fuentes fijas o estacionarias, comparadas con las móviles, permiten que el CO₂ pueda ser almacenando geológicamente, por lo que es primordial conocer el origen de sus emisiones y el volumen de almacenamiento potencial.

¹⁴ IEA, 2017. CO₂ emissions from fuel combustion Highlights. Edición 2017:162

En la Figura 1.7 se muestran las principales zonas donde pueden encontrarse fuentes estacionarias de emisiones de CO₂, la magnitud que tenga el círculo blanco en la esquina inferior izquierda dependerá de la cantidad de CO₂ que transmita a la atmósfera, existe una gran cantidad de fuentes estacionarias principalmente en Estados Unidos y China. Estas fuentes estacionarias, principalmente provienen de la generación de energía, cementeras, refinerías, industria petroquímica, industria química y siderúrgicas, entre otras.

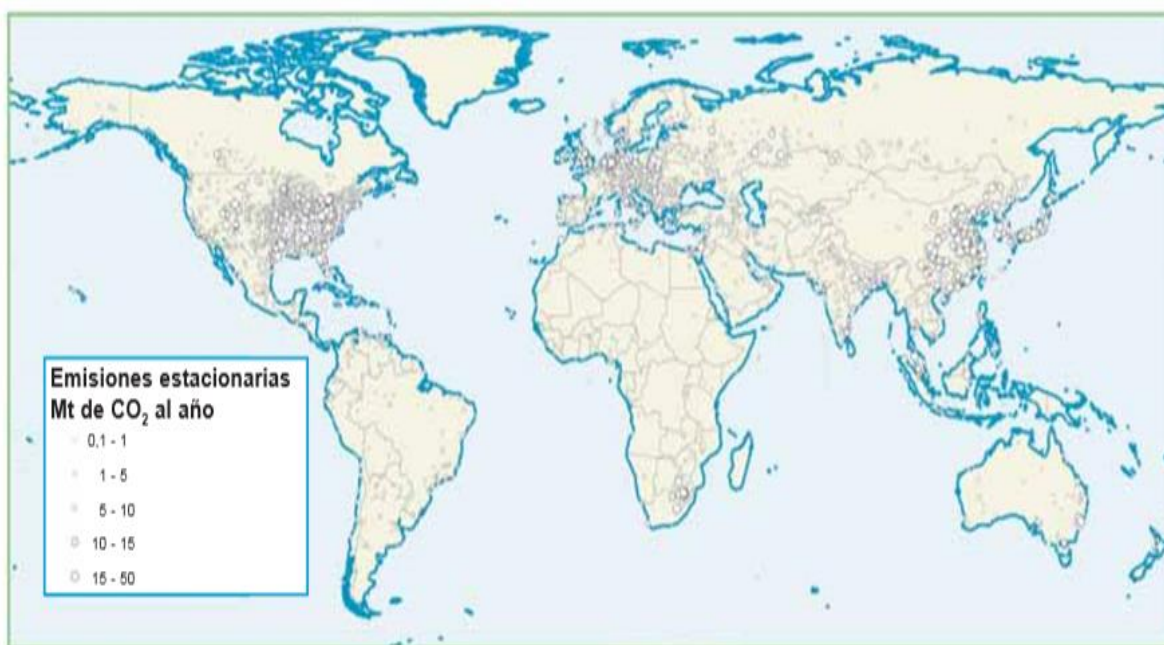


Figura 1.7. Distribución mundial de fuentes estacionarias de CO₂ (IPCC, 2005)

1.5 Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en México

De acuerdo con datos del Centro de Investigaciones en Ecosistemas (CIEco) de la UNAM, México ocupa el lugar catorce de los países con mayor cantidad de emisiones de GEI proveniente de diversos sectores industriales, representando cerca del 1.5% de las emisiones globales¹⁵.

Como se observa en la Figura 1.8, el 71% de las emisiones al ambiente en México son de CO₂, aunque este gas se encuentra naturalmente en la atmósfera terrestre, existen actividades humanas que aumentan significativamente la concentración de este gas en la atmósfera, contribuyendo al calentamiento global. De igual manera se observa que el segundo gas con mayor abundancia es el metano con el 21% y en menor proporción se encuentran los compuestos halogenados.

¹⁵ Agencia Iberoamericana para la Difusión de la Ciencia y la Tecnología, 2018 (Consultado el 9 abril): <http://www.dicyt.com/noticias/mexico-ocupa-el-14o-lugar-del-mundo-en-emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero>

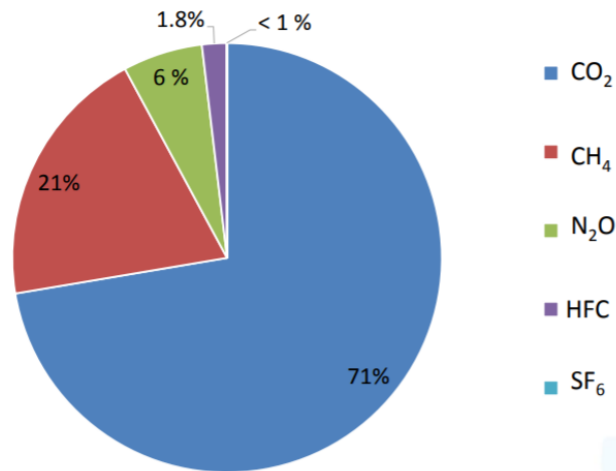


Figura 1.8. Emisiones por gas en México (INECC, 2015)

1.5.1 Sectores de emisión en México

Es importante conocer las emisiones totales del país ya que con esta información se pueden diseñar políticas orientadas a la reducción de emisiones, identificando los principales sectores contaminantes. México en el 2015 emitió 683 megatoneladas de CO₂ equivalente [MtCO₂ eq]¹⁶ de GEI al medio ambiente de los cuales se contabilizaron 148 [MtCO₂ eq] que fueron absorbidas por la vegetación (principalmente de bosques y selvas), por lo que el balance neto para el año 2015 fue de 535 [MtCO₂ eq], el sector energético aportó 481 [MtCO₂ eq] del total de las emisiones representando el 71% de las emisiones totales (Ver Figura 1.9).

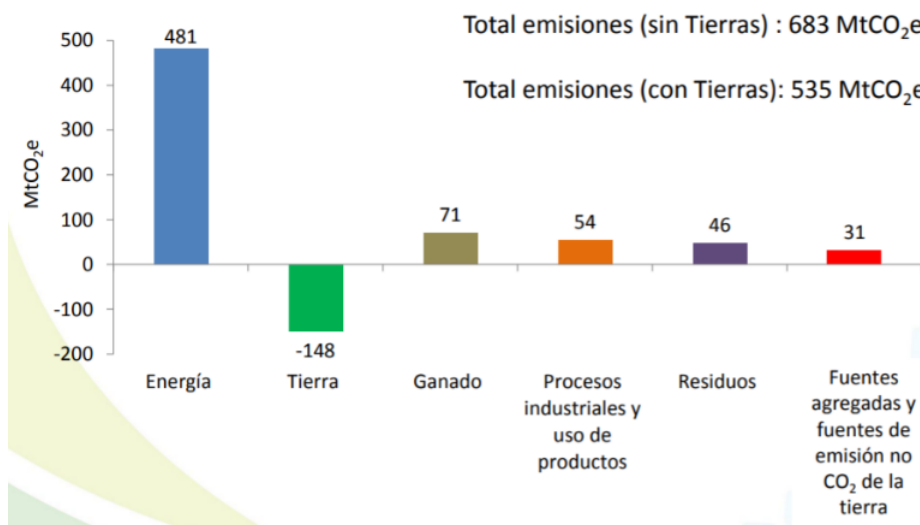


Figura 1.9. Emisiones de GEI 2015 por sector (INECC, 2015)

¹⁶ Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático 2018, (Consultado el 28 mayo 2018) <https://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero>

La Figura 1.10 desglosa cada uno de los sectores de emisión, así como las categorías / subcategorías y fuentes a las que pertenecen los volúmenes emitidos durante el año 2015. Como se puede observar el sector energético es el que más emisiones genera a la atmósfera, pero con respecto a la categoría destaca el transporte con el 25.1 % de las emisiones principalmente en el autotransporte, seguido de las industrias de energía con el 24.1 % de las emisiones, donde se encuentran el sector de generación eléctrica, industria de refinación y petroquímica entre otros.

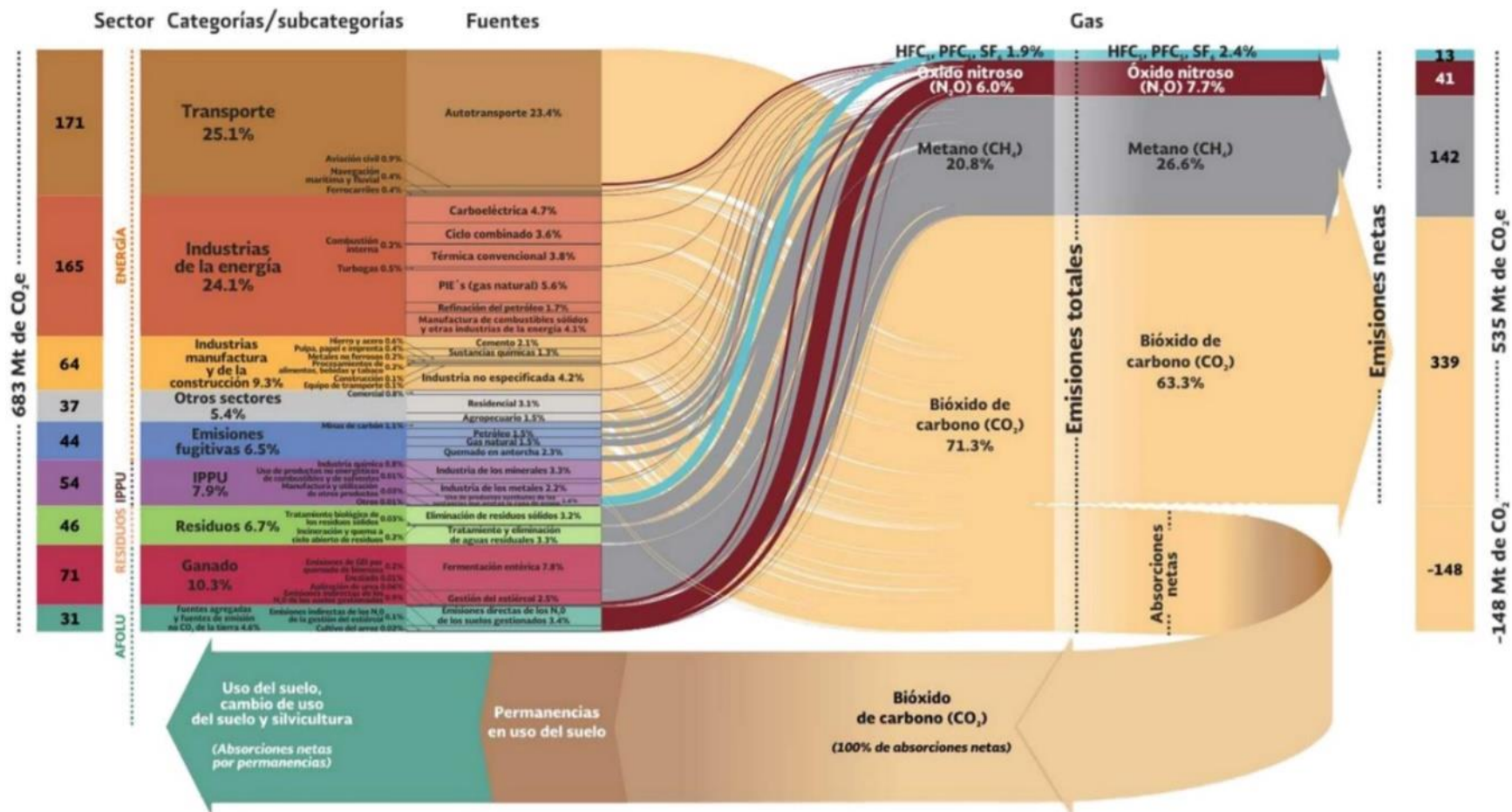


Figura 1.10. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 2015 (INECC, 2015)

1.5.2 Fuentes estacionarias por sector en México

En la Figura 1.11 se identifican las fuentes estacionarias con las que cuenta el país, éstas son la que nos importa abordar porque la investigación se centra en la captura y el almacenamiento de CO₂ ya que las fuentes no estacionarias no permiten que se almacene el gas en estudio. Somos privilegiados al contar con una gran cantidad de fuentes estacionarias ya que son una buena opción para mitigar el cambio climático.



Figura 1.11. Emisiones por tipo de fuentes en México (SENER – CFE, 2012)

En el año 2012, existían 1963 fuentes estacionarias en México, éstas emitieron 258 millones de toneladas de CO₂, un pequeño volumen superior a las fuentes no estacionarias (235 millones de toneladas de CO₂). Cuatro sectores estacionarios: el eléctrico, el petroquímico, metalúrgico, cementero aportan 85% del total emitido.

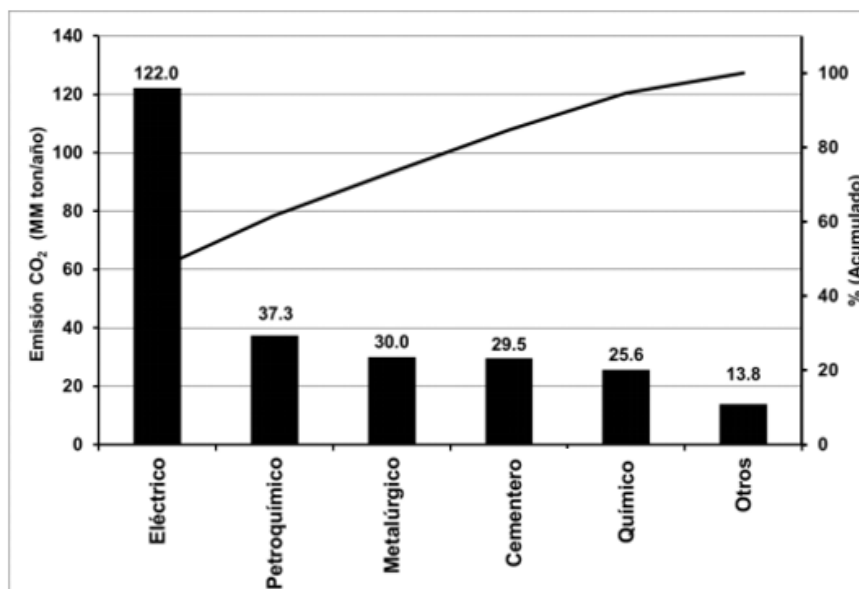


Figura 1.12. Emisiones de CO₂ en el 2012 en México por sector industrial (PEMEX, 2015)

Estos sectores deben ser estudiados como prospectos de captura y almacenamiento de CO₂, es decir en qué fuente es posible implementar alguna tecnología de captura para mitigación de CO₂.

La ubicación geográfica de estas fuentes es de suma importancia para conocer la factibilidad de implementación de proyectos de captura y almacenamiento de CO₂. El color representa un tipo de sector industrial, y el tamaño del círculo el volumen de las emisiones.

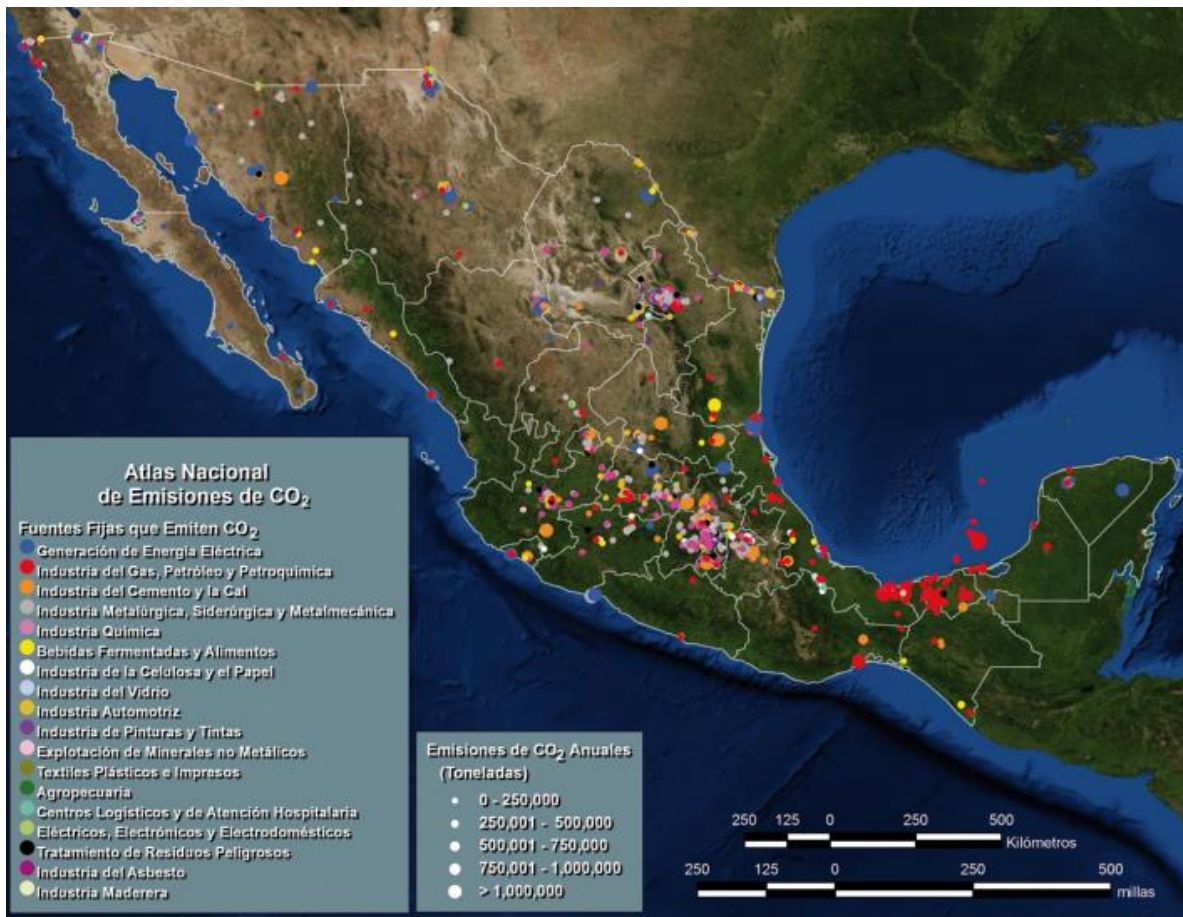


Figura 1.13. Ubicación y magnitud de las fuentes fijas que emiten CO₂ (SENER – CFE, 2012)

El estado con mayor número de emisiones es el estado de Veracruz, con cerca del 20% de las emisiones, seguido por Tamaulipas y Coahuila (Figura 1.14). Estos tres estados representan el 27% del total de las emisiones estacionaras de México.

Los estados para analizar serían principalmente Veracruz, Tamaulipas y Tabasco, donde se encuentran los campos de hidrocarburos, con el fin de implementar proyectos de recuperación mejorada con inyección de CO₂.

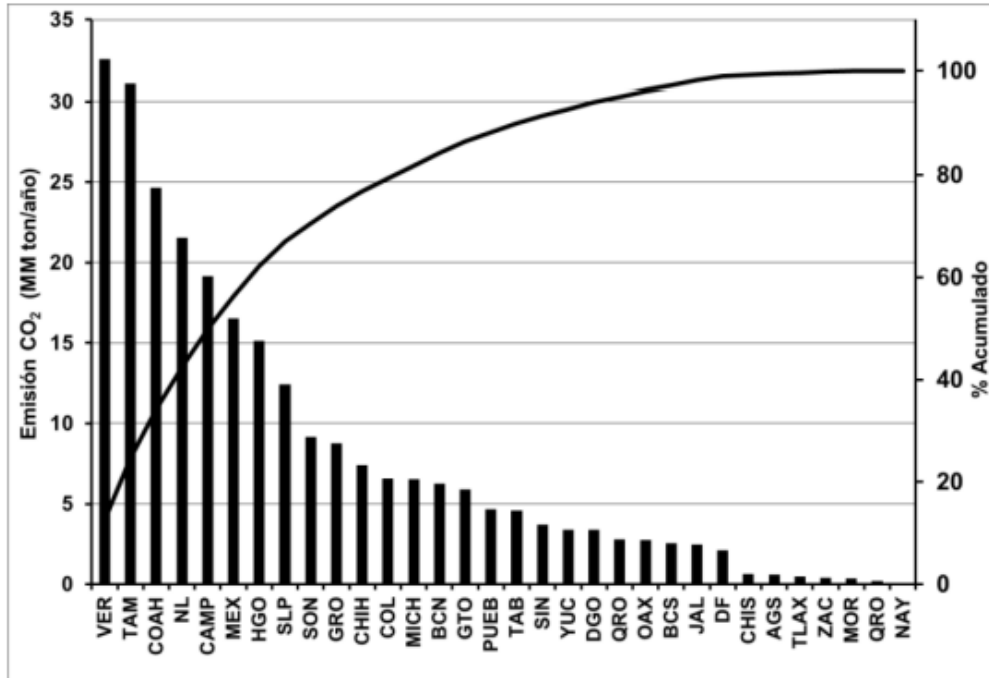


Figura 1.14. Emisiones de CO₂ en el 2012 en México por entidad federativa (PEMEX, 2015)

Se debe tomar en cuenta que el ser humano considera dos tipos de medidas a la hora de luchar contra el cambio climático: la adaptación y la mitigación.

Respecto a la mitigación se consideran aquellas acciones encaminadas a disminuir las emisiones de los GEI al medio ambiente. Mientras que la adaptación se basa en las iniciativas surgidas ante la vulnerabilidad al cambio climático.

Dentro de las estrategias consideradas para hacer frente al cambio climático se encuentra la tecnología de CCS, ya que con su implementación se espera poder reducir grandes emisiones contaminantes provenientes de diversos sectores industriales.

2. Antecedentes de la captura y secuestro de Carbono

2.1 Secuestro de Carbono

Al conjunto de procesos que involucra el capturar y almacenar geológicamente el CO₂ que proviene de emisiones industriales principalmente de fuentes del sector energético se le conoce como “Secuestro de Carbono” (IPCC, 2005), sus siglas en inglés son CCS (Carbon Capture and Sequestration).

El CCS tiene la capacidad potencial de reducir los costos generales de la mitigación y aumentar la flexibilidad para lograr la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. La aplicación generalizada de la CCS dependerá de la madurez tecnológica, los costos, el potencial global, la difusión y la transferencia de la tecnología a los países en desarrollo y su capacidad para aplicar la tecnología, los aspectos normativos, las cuestiones ambientales y la percepción pública¹⁷.

Ninguna opción tecnológica reducirá todas las emisiones necesarias para estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero, por lo que la Agencia Internacional de Energía propone una serie de estrategias con el fin de reducir la concentración de gases.

Se sugiere la participación del CCS en un 19%, una vez que son implementadas las energías renovables y el incremento en la eficiencia energética (Ver Figura 2.1).

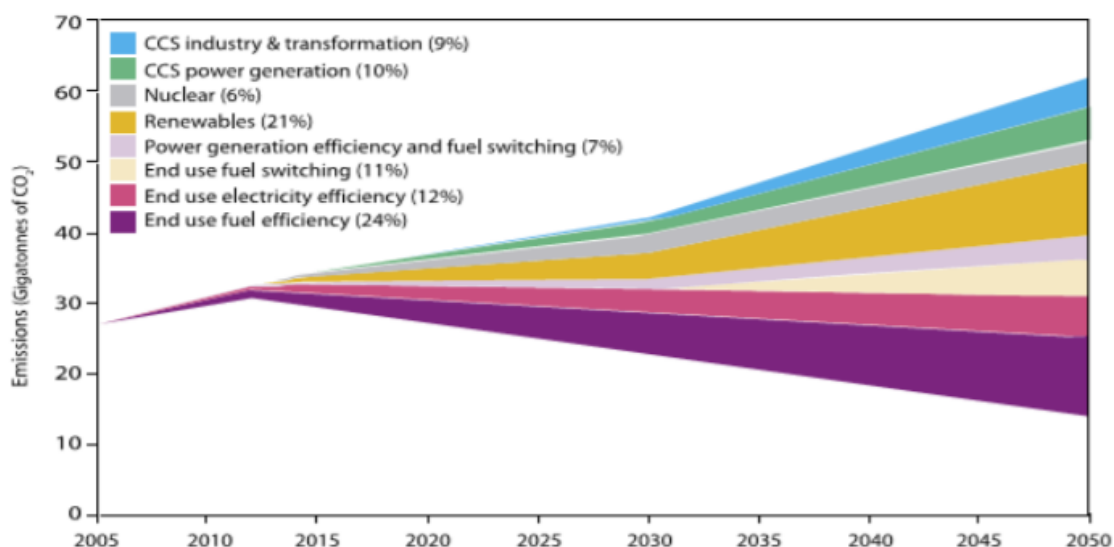


Figura 2.1. Estrategia propuesta por la IEA con el propósito de reducir emisiones de GEI. (OECD – IEA, 2008)

¹⁷ IPCC, 2005. Op. Cit. p.2

El CCS debe llevar a cabo una cadena de procesos con el objetivo de almacenar de manera segura el CO₂ proveniente de fuentes emisoras puntuales e inyectarlo en formaciones geológicas profundas.

Como se puede apreciar en la siguiente figura se muestran los procesos involucrados durante el CCS:

- Captura
- Transporte
- Almacenamiento
- Monitoreo

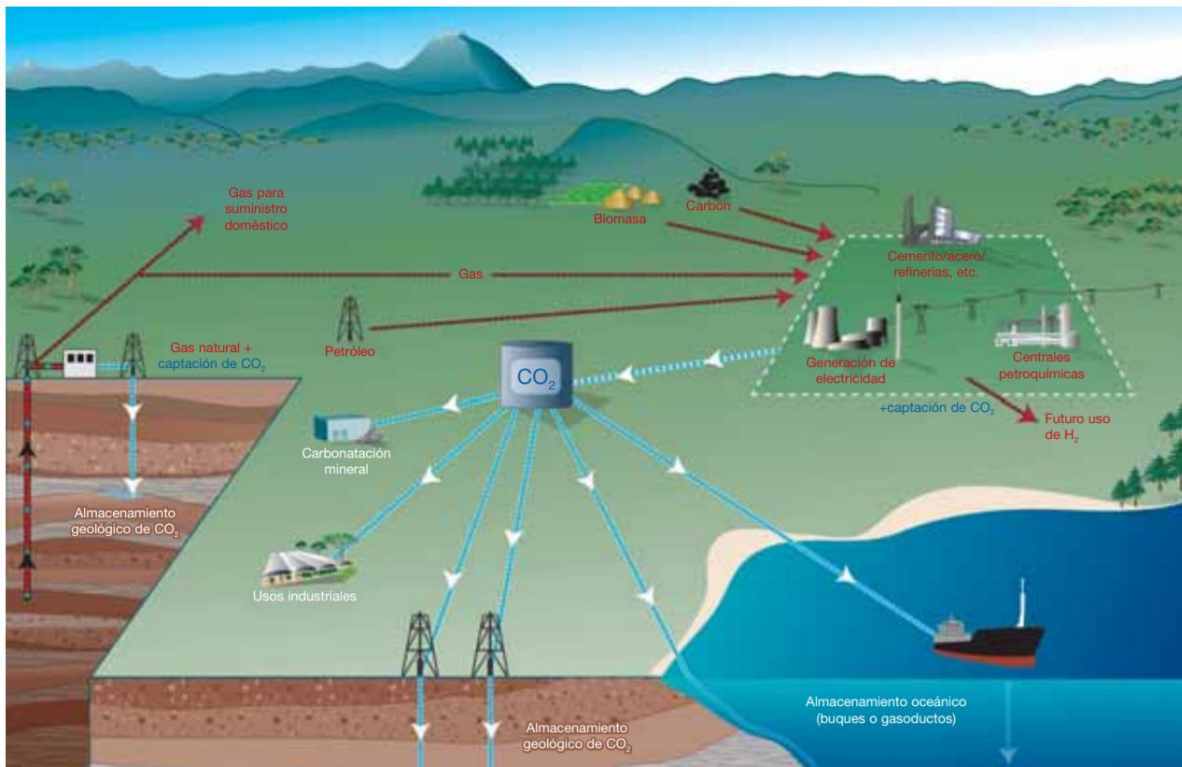


Figura 2.2. Procesos de CCS (IPCC, 2005)

2.2 Captura del CO₂ proveniente de fuentes de emisión

La captura de CO₂ inicia su proceso mediante la retención de este gas de grandes fuentes puntuales de emisión con el propósito de comprimirlo y transportarlo a un sitio seguro para almacenarlo en formaciones geológicas, en el océano, en carbonatos minerales, o para utilizarlo en procesos industriales.

Las grandes fuentes puntuales de CO₂ comprenden a las instalaciones de combustibles fósiles o de energía de la biomasa de grandes dimensiones, principales industrias emisoras de CO₂, la producción de gas natural, las plantas de

combustible sintético y las plantas de producción de hidrógeno alimentadas por combustibles fósiles ¹⁸.

La mezcla de gases producidos durante el proceso combustión, generalmente, contiene entre el 4% al 14% de CO₂¹⁹, es por lo cual que estos gases de combustión deben pasar por etapas de captura y separación.

Algunas plantas industriales producen corrientes con alta pureza de CO₂ (cercasas al 100%) lo cual evita el proceso de separación, y en consecuencia los costos se reducen de manera considerable.

2.2.1 Procesos de Captura de CO₂

Existen tres diferentes procesos de captura en la actualidad, los cuales se esquematizan en la Figura 2.3.

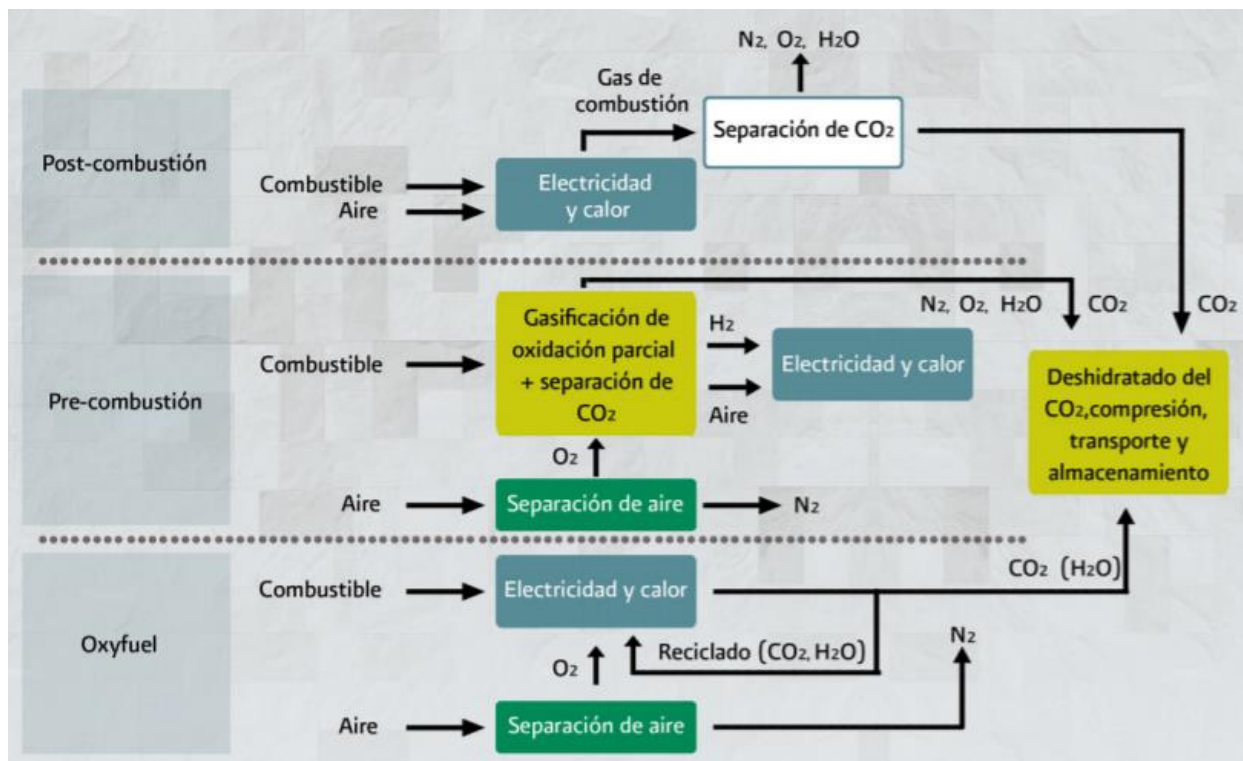


Figura 2.3. Técnicas disponibles para la captura y separación de CO₂ (SENER – CFE, 2012)

- Post – Combustión: Es una tecnología que consiste en capturar el CO₂ proveniente de una mezcla de gases generada por la combustión. El

¹⁸ IPCC, 2005. Op. Cit. p.2

¹⁹ Martínez Montesinos Víctor L., N.C.T.R, 2008. Estado del arte del secuestro geológico de CO₂ y aplicaciones. Facultad de Ingeniería. México, UNAM. **Tesis Licenciatura:**189

combustible y el aire son quemados induciendo a un proceso de combustión donde se libera una gran cantidad de GEI. Los gases producidos durante el proceso de combustión entran en contacto con una amina acuosa como la monoetanolamina (MEA) que es capaz de absorber únicamente el CO₂. Se estima que cerca del 80 – 90%²⁰ del CO₂ puede ser capturado mediante este proceso.

- Pre – Combustión: Durante la implementación de esta tecnología, al combustible se le va a tratar con vapor de agua y oxígeno, para que produzca un gas de síntesis (CO y H₂). Se encontrará implícito durante este proceso un segundo reactor que permita producir el CO₂ y el hidrógeno adicional mediante la separación del gas sintético con el vapor de agua. Cerca del 90%²¹ del CO₂ es capturado mediante la aplicación de este proceso.
- Oxy – Combustión: Este proceso utiliza el oxígeno puro en vez del aire para quemar el combustible y llevar a cabo la combustión, el gas producido únicamente contiene vapor de agua y CO₂. El vapor de agua restante será sustraído mediante el enfriamiento y compresión del flujo de gas. Cerca del 100%²² del CO₂ es capturado mediante la aplicación de este proceso.

En la actualidad el proceso de post – combustión es el más utilizado a nivel mundial.

2.2.2 Tecnologías de separación del CO₂ de los gases de combustión

Las tecnologías de secuestro de carbono dependen de la forma en la que sea separado y capturado el CO₂, tomando en cuenta la concentración, presión y volumen con la que cuente el CO₂ disponible²³.

Se consideran cinco tecnologías disponibles para separar el CO₂ de los gases de combustión, entre las más utilizadas se encuentran:

- Absorción química: Es el proceso donde el CO₂ proveniente de los gases de combustión reacciona con solventes químicos que forman una concentración débil de compuestos que se descompone por medio del calor y la regeneración. Los solventes más comunes que se usan en este tratamiento son: monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA) y metildietanolamina (MDEA).

²⁰ Martínez Montesinos Víctor L., N.C.T.R, 2008. Op. Cit. p.23

²¹ Martínez Montesinos Víctor L., N.C.T.R, 2008. Op. Cit. p.25

²² Martínez Montesinos Víctor L., N.C.T.R, 2008. Op. Cit. p.27

²³ Dávila Serrano Moisés, 2011. Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológico de CO₂ en México. Sección de Investigación y Posgrado. México, IPN. **Tesis Maestría:**188

- Absorción física: En este proceso el CO₂ es físicamente absorbido en un solvente que disuelve el CO₂, sin que se produzcan enlaces químicos para después ser regenerado usando calor y/o una reducción de presión, en el cual se requiere una mínima o nula energía. Los solventes más utilizados en la industria son: selexol (dimetileter o glicol polietileno) y rectisol (metanol frío).
- Adsorción física: Se produce cuando el CO₂ es capturado y retenido mediante un material poroso como la zeolita o el carbón activo para que posteriormente sea acumulado en la superficie de otra sustancia. Entre los materiales adsorbentes más utilizados se encuentran: carbón activo, zeolita, alúminas e hidrotalcitas y materiales mesoporosos.
- Separación por membranas: Es un proceso físico que consiste en que una mezcla de gases de combustión pase a través de membranas permitiendo excluir las moléculas de CO₂ de la mezcla gaseosa generada durante la combustión. Regularmente las membranas empleadas para este proceso son hechas de polímero.
- Separación por procesos criogénicos: Este proceso consiste en producir un flujo concentrado de CO₂ a alta presión con la finalidad de transportarlo fácilmente a un lugar de almacenamiento geológico.

El CO₂ retenido y separado durante el proceso de captura debe encontrarse a una alta presión para que posteriormente pueda transportarse al sitio donde será almacenado.

2.3 Transporte de CO₂

El transporte de CO₂ es una etapa fundamental durante el CCS ya que incluye todas aquellas actividades relacionadas con el traslado del CO₂ del lugar donde es capturado al sitio de almacenamiento.

El volumen mundial de captación y transporte previsto por el IPCC se encuentra entre 2.6 y 4.9 [GtCO₂/año] que corresponden al 9 y 12% de las emisiones de CO₂ a nivel mundial antes del 2020 y de 4.7 y 37.5 [GtCO₂/año] antes del 2050 representando el 21 y 45% las emisiones totales de CO₂ en el mundo²⁴.

El CO₂ puede transportarse por medio de:

- Tuberías
- Camiones

²⁴ IPCC, 2005. Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, USA, ONU: 443

- Buques

En la actualidad, los gasoductos funcionan como una tecnología de mercados maduros y son el método más común de transporte de CO₂. Por lo general, el CO₂ gaseoso es comprimido a una presión superior a 8 MPa con el fin de evitar regímenes de flujo de dos fases y aumentar la densidad del CO₂, facilitando y abaratando así su transporte²⁵.

2.4 Almacenamiento de CO₂

El sitio más seguro para almacenar el CO₂ es en fuentes geológicas cercanas a las fuentes emisoras de CO₂. Existen criterios que se deben considerar para un apropiado almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas, estas son los siguientes (Bachu, 2008):

- Capacidad: El volumen del CO₂ a almacenar está en función del volumen poroso del yacimiento.
- Inyectividad: Está determinada por la permeabilidad del yacimiento permitiendo una buena conexión entre los poros de la roca.
- Confinamiento: Una favorable roca sello y la presencia de trampas estratigráficas para que el CO₂ no pueda fugarse de la formación una vez que es inyectado.

Es importante resaltar que todas estas características están presentes en los campos de hidrocarburos, lo cual hace un sitio ideal para el almacenamiento de CO₂.

2.4.1 Tipos de almacenamiento geológico de CO₂

Se consideran los siguientes métodos (ver Figura 2.4) para almacenar el CO₂ de forma segura:

- Yacimiento de petróleo y gas agotados: En este tipo de formación el objetivo consiste en rellenar los poros vacíos con CO₂ que anteriormente habían sido ocupados por hidrocarburos.
- Utilización de CO₂ para la recuperación mejorada de petróleo y gas: Se inyecta CO₂ en los yacimientos con el propósito de incrementar su presión y permitir que se obtengan volúmenes adicionales de hidrocarburos, es por lo que actualmente es la opción más utilizada, produciendo un importante valor económico.

²⁵ IPCC, 2005. Op. Cit. p.29

- Formaciones salinas profundas: En este método se inyecta CO₂ en acuíferos salinos que no tienen posibilidad de ser explotados por el hombre debido a su elevada salinidad. Se opta por este método cuando se cuenta con grandes volúmenes de CO₂ ya que estas formaciones son muy extensas por lo que ofrecen una gran capacidad, además de que son las de mayor potencial para almacenamiento geológico.
- Utilización de CO₂ para recuperación de metano en capas de carbón: Llevar a cabo este método de almacenamiento es económicamente inexplorable. Consiste en inyectar CO₂ en los estratos de carbón con el objetivo de que se intercambie este gas con el metano provocando que el CO₂ sea almacenado de manera permanente. Es una técnica que actualmente se encuentra en investigación y de tener éxito podría llegar a ser aplicada.

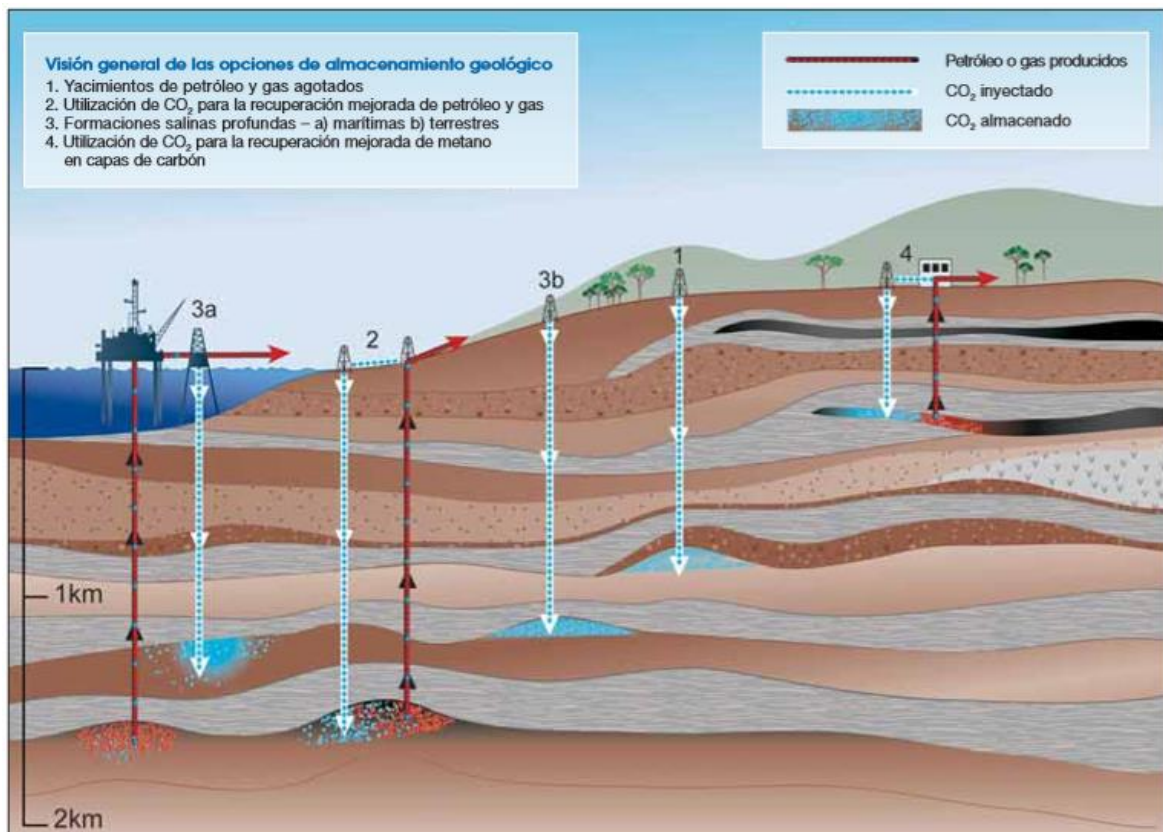


Figura 2.4. Métodos de almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas subterráneas profundas (IPCC, 2005)

2.4.2 Utilización del CO₂ para la recuperación de petróleo y gas

Éste es el método más utilizado para almacenar CO₂, ya que mediante este proceso se obtiene un beneficio económico. Por lo que se deben considerar las etapas que

permitan explotar de manera óptima los hidrocarburos contenidos en los yacimientos con el propósito de elegir de manera correcta el método más adecuado.

Desafortunadamente, para llevar a cabo un proyecto es necesario contar con un valor económico, ya que de no ser así nadie estaría dispuesto a llevarlo a cabo, y aún más considerando la inversión necesaria para implementar tecnología de captura de CO₂ sabiéndose que actualmente es muy costoso aplicarla.

2.4.2.1 Etapas de explotación de hidrocarburos

Existen diversas etapas de recuperación de hidrocarburos durante la explotación de un yacimiento petrolero. Para poder implementar alguna de estas etapas se debe evaluar la necesidad por ejecutar alguno de estos métodos con el propósito de maximizar el valor económico del campo.

Las etapas (ver Figura 2.5) que pueden llegar a presentarse son:

- Recuperación Primaria
- Recuperación Secundaria
- Recuperación Mejorada
- Recuperación Avanzada

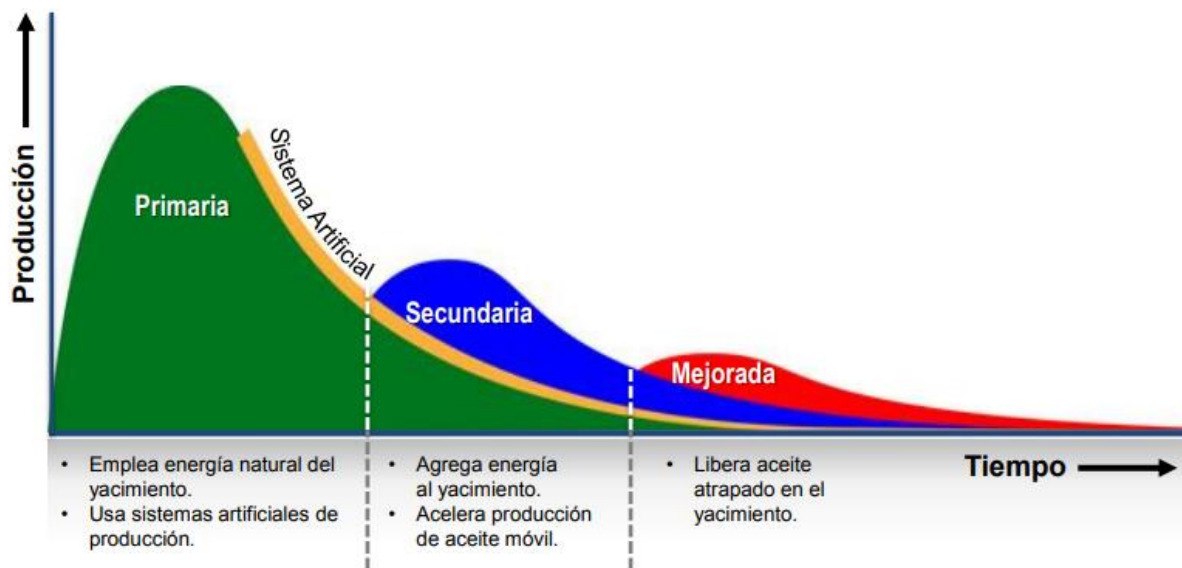


Figura 2.5. Etapas de explotación de un yacimiento petrolero (PEMEX, 2015)

Las etapas de recuperación de hidrocarburos no serán aplicadas en todos los yacimientos, ya que cada uno cuenta con diferentes características que deben ser tomadas en cuenta, es decir, puede llegar a aplicarse una etapa secundaria y/o mejorada sin haber pasado por una etapa primaria, es decir, no van en orden secuencial.

A continuación, en la Figura 2.6 se presenta de manera esquemática y simplificada etapas de explotación de los yacimientos, con sus métodos y/o técnicas que pueden llegar a implementarse dependiendo de las características geológicas y petrofísicas de la roca, así como las propiedades del fluido que contenga el yacimiento.

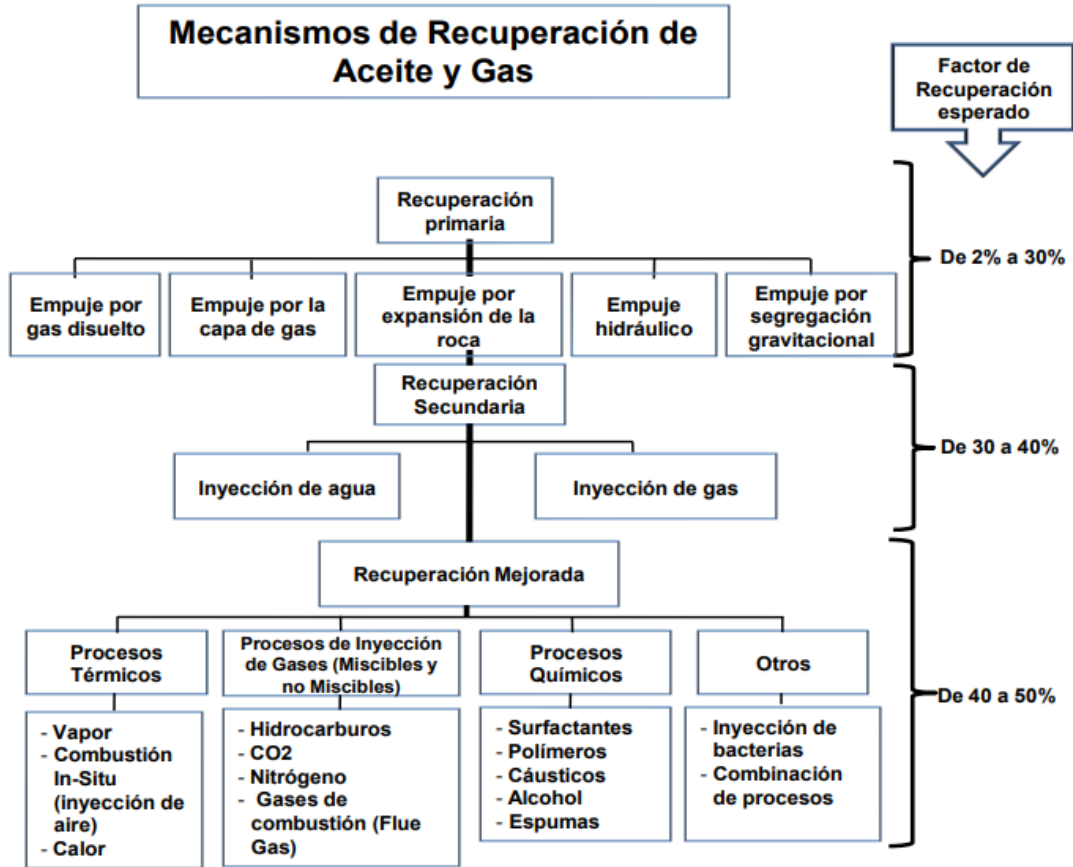


Figura 2.6. Etapas en la vida de un yacimiento (CNH, 2012)

Recuperación Primaria: La recuperación primaria consiste en producir hidrocarburos mediante la energía natural con la que cuenta el yacimiento, es decir que los fluidos que se encuentran dentro de él son capaces de forzar su salida debido a la presión que poseen. Pueden llegarse a presentar diversos mecanismos de empuje durante esta etapa como:

- Expansión del sistema roca – fluidos
- Expansión del aceite por el contenido de gas disuelto
- Expansión del acuífero asociado
- Drene gravitacional

Recuperación Secundaria: En este proceso de recuperación se agrega energía, a la que naturalmente contiene el yacimiento, con el fin de proveer un empuje adicional al yacimiento mediante la inyección de fluidos (gas, agua y combinación

agua – gas)²⁶. El objetivo de llevar a cabo este proceso de recuperación es mantener la presión del yacimiento y desplazar los fluidos (hidrocarburos) hacia el pozo productor. Los métodos más comunes en la recuperación secundaria son:

- Inyección de agua
- Inyección de gas

Recuperación Mejorada: Este método de recuperación también es conocido como “Enhanced Oil Recovery” (EOR por sus siglas en inglés). La recuperación mejorada consiste en inyectar al yacimiento materiales que no se encuentran presentes en él con el fin de recuperar el aceite disponible.

Los métodos que pueden llegar a aplicarse dependiendo de las características que presenten los yacimientos son:

- Métodos térmicos: Este método consiste en transferir energía térmica a los yacimientos debido a que la temperatura del aceite se incrementa provocando la expansión de los fluidos contenidos dentro del yacimiento, reduciendo las viscosidades (aumentando la movilidad) y permitiendo que pueda fluir hasta los pozos productores. Es utilizado principalmente para la producción de aceites pesados.
- Métodos químicos: La aplicación de métodos químicos es más compleja. Su objetivo consiste en reducir la tensión superficial entre los fluidos contenidos dentro del yacimiento petrolero, así como de controlar su movilidad y alterar la mojabilidad del sistema roca – fluidos. Son utilizados principalmente para el desplazamiento de aceites intermedios y ligeros.
- Método de inyección de gases: El propósito de aplicar estos métodos consiste en incrementar el número capilar con la finalidad de que la tensión interfacial entre el fluido y el aceite se reduzca. La recuperación de aceite se obtiene mediante la transferencia de masa. La inyección de CO₂ es el método más utilizado a nivel mundial.

Recuperación avanzada de hidrocarburos: La recuperación avanzada se refiere a cualquier técnica de recuperación utilizada para incrementar la recuperación de aceite por cualquier medio posible. Dichas técnicas pueden incluir a la recuperación secundaria y los métodos de EOR; sin embargo, también abarcan un amplio rango de actividades de ingeniería petrolera, como estrategias operacionales relacionadas con incrementar la eficiencia de barrido con pozos de relleno; pozos horizontales;

²⁶ CNH, 2012. El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR:123

polímeros para el control de la movilidad; así como prácticas de caracterización y administración avanzada de yacimientos²⁷.

2.4.2.2 Inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada de hidrocarburos

En la industria de los hidrocarburos se inyecta CO₂ con el propósito acceder a depósitos de hidrocarburos adicionales a los ya producidos y que se encuentran remanentes en los poros del yacimiento, además que con este método el gas inyectado permanecerá almacenado en el subsuelo y por consiguiente ayudaría a reducir la concentración de CO₂ en la atmósfera.

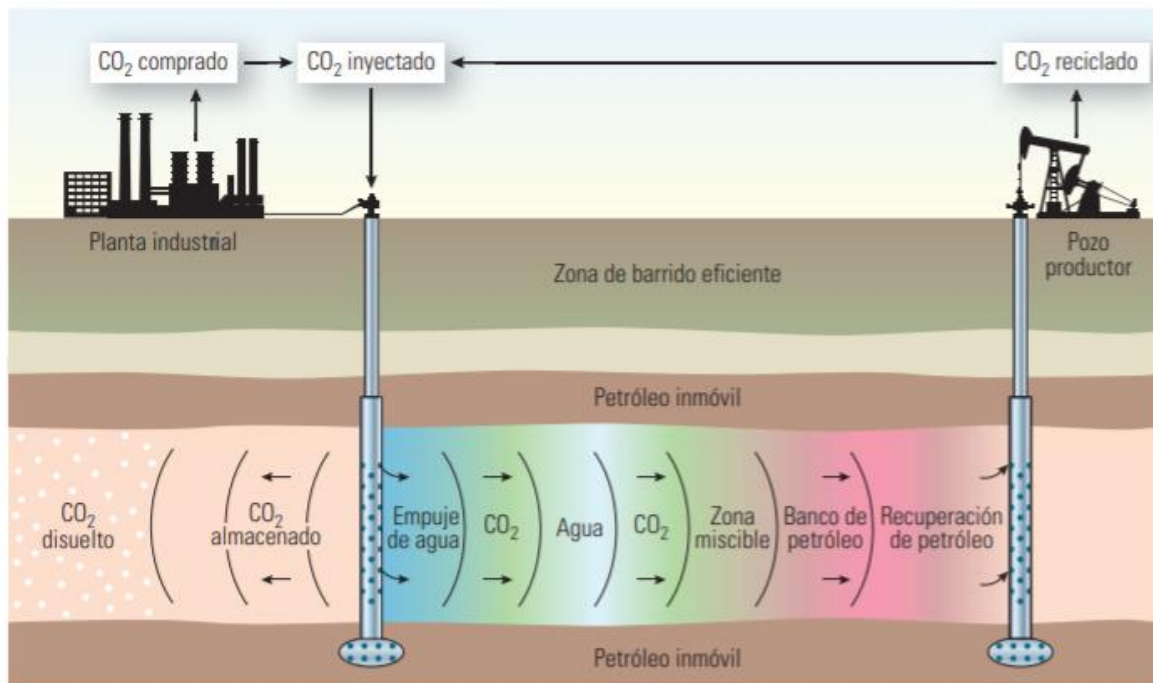


Figura 2.7. Inyección de CO₂ (Schlumberger, 2015)

Para operaciones de EOR la inyección de CO₂ se divide en dos categorías:

- Miscible
- Inmiscible

Cuando se trata de un proceso miscible, el CO₂ inyectado en el yacimiento se vuelve soluble con el aceite residual, provocando con esto que los hidrocarburos se disuelvan con el CO₂ y viceversa. Generalmente este proceso se presenta cuando la densidad del CO₂ es alta (cuando está comprimido) y cuando se cuenta con un volumen grande de hidrocarburos ligeros. De llevar a cabo este método, se vería reflejado en la producción de hidrocarburos dado que permite desplazar el aceite

²⁷ CNH, 2012. Op. Cit. p.26

contenido en los poros empujándolo hacia el pozo productor debido que provoca que disminuya la viscosidad del aceite.

Respecto al método inmiscible, el CO₂ se disuelve en los hidrocarburos con el propósito de reducir su viscosidad permitiendo desplazarlos hacia los pozos productores. De manera general este proceso es utilizado principalmente para mantener la presión de los yacimientos aumentando con esto su factor de recuperación final.

2.4.2.3 Proyectos a nivel mundial implementando técnicas combinadas de almacenamiento geológico con inyección de CO₂ como método de EOR

La tecnología basada en la inyección de gases en el subsuelo no es nueva ya que es empleada desde los años 70s por compañías petroleras con la finalidad de aplicarla en métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos.

En el reporte “The Global Status of CCS: 2011”²⁸ se presentan 74 proyectos de gran escala a nivel mundial, de los cuales 14 se encuentran en etapas de operación y ejecución (ver Figura 2.8) que en conjunto su capacidad de almacenamiento representa más de 33 millones de toneladas anuales de CO₂.

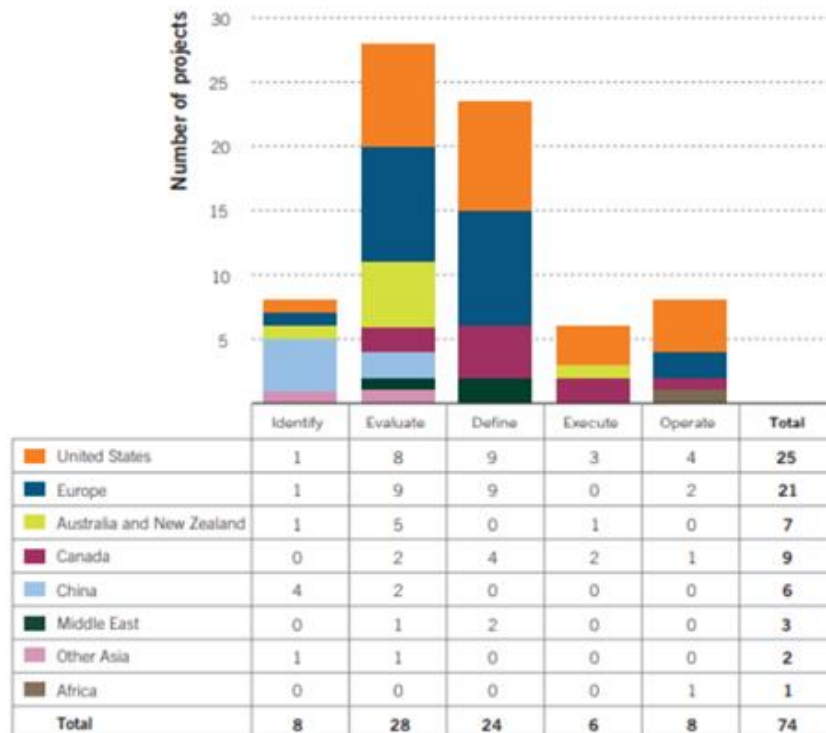


Figura 2.8. Número de proyectos a nivel mundial por país (Global CCS Institute, 2011)

²⁸ Global CCS Institute, 2011. The Global Status of CCS: 2011, Canberra, Australia:143

En la siguiente Tabla se pueden apreciar los proyectos más representativos de CCS en los que ha sido posible demostrar procesos de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ mediante sistemas de medición, monitoreo y verificación (MMV, por sus siglas en inglés) empleados, además de dar a conocer aquellos proyectos de almacenamiento permanente.

NAME	LOCATION	CAPTURE TYPE	VOLUME CO ₂ (MTPA)	STORAGE TYPE	DATE OF OPERATION
Operate stage					
Shute Creek Gas Processing Facility	United States	Pre-combustion (gas processing)	7	EOR	1986
Sleipner CO ₂ Injection	Norway	Pre-combustion (gas processing)	1	Deep saline formation	1996
Val Verde Natural Gas Plants	United States	Pre-combustion (gas processing)	1.3 ¹	EOR	1972
Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale Project	United States/ Canada	Pre-combustion (synfuels)	3	EOR with MMV	2000
Enid Fertilizer Plant	United States	Pre-combustion (fertiliser)	0.7	EOR	1982
In Salah CO ₂ Storage	Algeria	Pre-combustion (gas processing)	1	Deep saline formation	2004
Snohvit CO ₂ Injection	Norway	Pre-combustion (gas processing)	0.7	Deep saline formation	2008
Century Plant	United States	Pre-combustion (gas processing)	5 (and 3.5 in construction) ²	EOR	2010
Execute stage					
Lost Cabin Gas Plant	United States	Pre-combustion (gas processing)	1	EOR	2012
Illinois Industrial Carbon Capture and Sequestration (IACS) Project	United States	Industrial (ethanol production)	1	Deep saline formation	2013
Boundary Dam with CCS Demonstration	Canada	Post-combustion (power)	1	EOR	2014
Agrium CO ₂ Capture with ACTL	Canada	Pre-combustion (fertiliser)	0.6	EOR	2014
Kemper County IGCC Project	United States	Pre-combustion (power)	3.5	EOR	2014
Gorgon Carbon Dioxide Injection Project	Australia	Pre-combustion (gas processing)	3.4-4 ³	Deep saline formation	2015

1 The Institute understands that part of the natural gas supply to the Val Verde Natural Gas Plants has been diverted to the Century Plant. At the time of publication, the Institute is determining the impact, if any, this diversion has had on CO₂ capture from Val Verde.

2 All charts and calculations using CO₂ volumes have used 5Mtpa for the Operate stage and 3.5Mtpa for the Execute stage.

3 3.4Mtpa has been used for all charts and calculations using CO₂ volume values.

Tabla 2.1 Proyectos a gran escala en estado de operación y ejecución (Global CCS Institute, 2011)

Entre los proyectos más sobresalientes que hacen uso de la tecnología de CCS y de la inyección de CO₂ son los siguientes:

- Sleipner – Noruega: Inicio su operación en 1996 mediante la empresa operadora Statoil, utilizando la tecnología posterior a la combustión, desde ese año inyecta más de 1 Millón de Toneladas Por Año [MTPA] en la formación salina de Utsira (el 2% de las emisiones de CO₂ en Noruega). Es considerado como la operación comercial más grande respecto al almacenamiento geológico de CO₂.
- Snohvit – Noruega: Desde el 2008 Statoil inyecta en la formación de Tubasen alrededor de 700 [MTPA], se utiliza tecnología posterior a la combustión con el fin de extraer el gas proveniente del campo Snohvit.
- In Salah – Argelia: Se inyecta CO₂ en la formación geológica de Krechba en el Sahara desde el 2004 por las empresas Sonatrach, BP y Statoil. El hidrocarburo que se extrae de este campo es capturado mediante el proceso posterior a la combustión, se comprime y se vuelve a inyectar con el propósito de almacenar 1 [MTPA].
- Weyburn – Midale – Canadá: Cerca de 3 [MTPA] son capturados mediante la tecnología previa a la combustión por la planta Great Plains Synfuels de gasificación de carbón, con el propósito de aplicar recuperación mejorada en los campos de Saskatchewan.

2.5 Monitoreo de CO₂

El monitoreo permite verificar mediante diversos métodos y etapas algunas propiedades del lugar de almacenamiento geológico con la finalidad de tener éxito en dicho proceso.

Los objetivos del monitoreo son²⁹:

- Asegurar y documentar la inyección efectiva de los pozos, controlando el volumen del flujo de inyección, así como las presiones de inyección.
- Verificar la cantidad de CO₂ que ha sido almacenado.
- Evaluación de la interacción del CO₂ con la roca y los fluidos de formación.
- Optimización del proyecto, perforación de nuevos pozos de inyección en caso de que sean necesarios.
- Detección de fugas, implementar un método de mitigación en caso de fugas.

²⁹ IPCC, 2005. Op. Cit. p.296

3. Selección de campos en México para inyección de CO₂

3.1 Reforma energética en México

México es un país que sustenta su desarrollo económico y social con la abundante riqueza energética con la que cuenta. En los últimos años el sector petrolero enfrentó retos como la declinación de Cantarell, marcando con este suceso el fin de la era del petróleo de fácil acceso, además contaba con la necesidad de incrementar su inversión en la industria petrolera.

Antes de la Reforma, PEMEX estaba obligado por la Constitución a llevar a cabo todas las actividades relacionadas con la industria petrolera, sin tomar en cuenta las limitaciones financieras, operativas o tecnologías por las que atravesara. En diciembre del 2013 fue aprobada por el congreso de la unión la llamada “Reforma Energética”, constituyendo un paso fundamental en el sector energético del país. Con la implementación de la Reforma Energética se realizaron modificaciones tanto en el marco legal como en el institucional relacionados con las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en México, enfatizando que los hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo seguirán siendo de la Nación.

3.1.1 Nuevo régimen fiscal

Con el nuevo régimen fiscal implementado por la reforma energética se incluyen los siguientes conceptos:

Asignaciones³⁰: De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos una asignación se define como un acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un Asignatario (PEMEX o cualquier empresa productiva del Estado) el derecho para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el Área de Asignación, por una duración específica.

Migraciones³¹: Petróleos Mexicanos y las demás empresas productivas del Estado podrán solicitar a la Secretaría de Energía la migración de las Asignaciones de las que sean titulares a Contratos para la Exploración y Extracción. La Secretaría de Energía resolverá lo conducente con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. En caso de que la migración sea procedente, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establecerá las condiciones económicas relativas a los términos fiscales que correspondan, según lo dispuesto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

³⁰ Ley de hidrocarburos (2016), título segundo, capítulo I.

³¹ Ley de hidrocarburos (2016), título segundo, capítulo II.

Contratos para la exploración y extracción³²: Acto jurídico que suscribe el Estado Mexicano, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por el que se conviene la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en un Área Contractual y por una duración específica.

3.1.2 Ronda Cero

La Reforma energética incorporó una práctica internacional conocida como “Ronda Cero” con el fin de darle preferencia a PEMEX.

Durante la Ronda Cero la Secretaría de Energía con asistencia técnica de la CNH, otorgó a PEMEX ciertas áreas en exploración y campos en producción que tuviera interés en operar y en los que demostrará tener capacidad técnica, financiera y de ejecución para que pudiera operar de manera eficiente y competitiva.

La Ronda Cero fue diseñada con el propósito de brindarle a PEMEX los recursos necesarios que le permitan asegurar sus niveles de producción, permitiendo con ello la restitución de reservas. Además, se permite que PEMEX realice asociaciones (farm – outs) con el objetivo de reducir riesgos operativos, incrementando su capacidad para facilitar la transferencia de conocimientos y tecnología.

3.1.2.1 Campos asignados a PEMEX para realizar actividades de extracción de hidrocarburos

El 13 de agosto de 2014, la SENER otorgó a PEMEX 489 asignaciones, de las cuales 108 le permiten realizar actividades de exploración, 286 de extracción y 95 que corresponden a campos en producción asignados hasta que el estado los licite (también conocidas como áreas de resguardo). En este proceso, la SENER contó con la asistencia técnica de la CNH para evaluar las capacidades técnicas, financieras y de ejecución para cada área en exploración o campo en extracción que la empresa productiva del estado solicitó el 21 de marzo de 2014³³.

En la Figura 3.1 se muestran las asignaciones que se le otorgaron a PEMEX, durante la Ronda Cero.

³² Ley de hidrocarburos (2016), título segundo, capítulo II.

³³ SENER, 2018. Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015 – 2019. Edición del mes de mayo. Dirección general de contratos petroleros:14

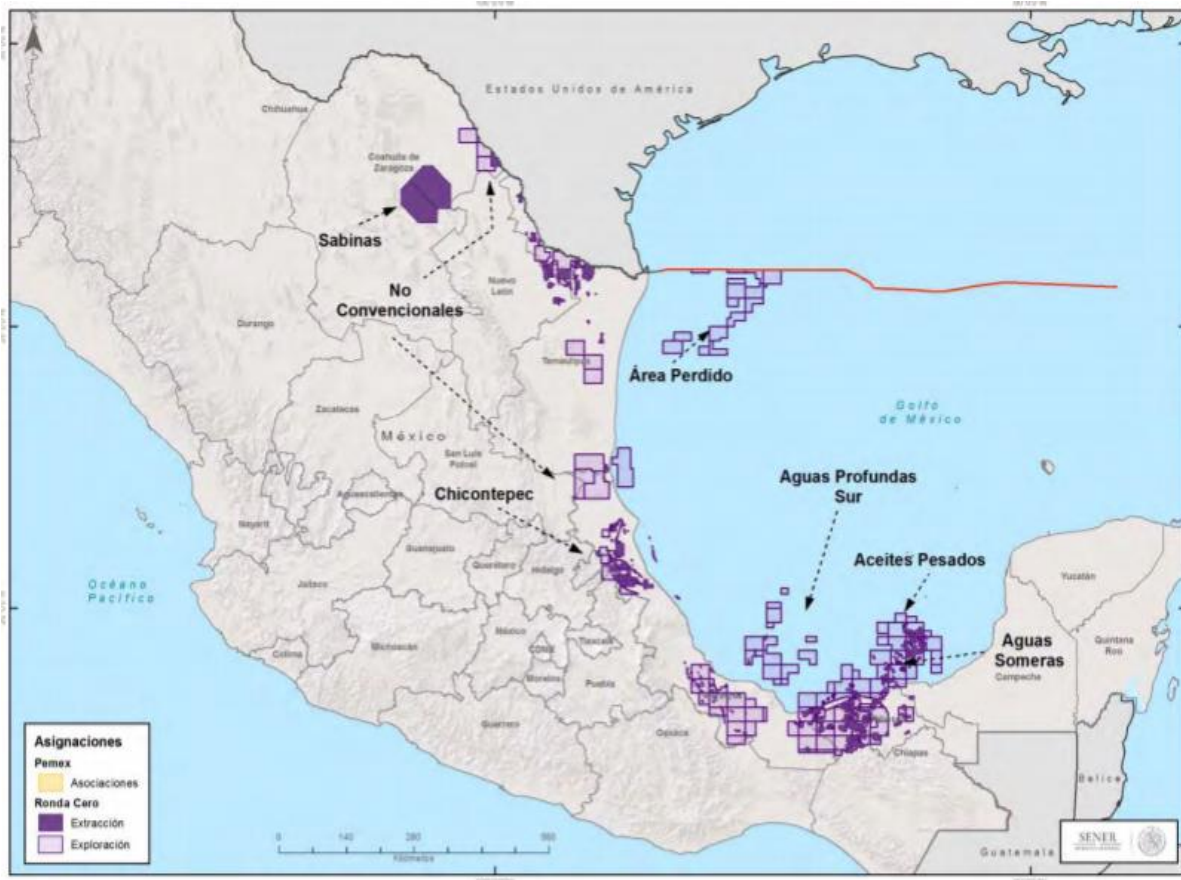


Figura 3.1. Asignaciones otorgadas a PEMEX, Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015 – 2019 (SENER, 2018)

3.2 Selección de campos para implementación de inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada de hidrocarburos

3.2.1 Volumen remanente de hidrocarburos en México

Dentro de la investigación se evaluaron campos asignados a PEMEX durante la Ronda Cero, basándose principalmente en los siguientes factores: volumen remanente de hidrocarburos y la urgencia que presenten para restituir reservas.

A continuación, se presentan las definiciones dadas por la CNH y PEMEX de ambos factores con el propósito de tener un mayor entendimiento sobre ellos:

- Volumen remanente: Es el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. En otras palabras, es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.
- Reservas Probadas (1P): Son cantidades estimadas de hidrocarburos que mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre

razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros. La probabilidad que presentan estas reservas a ser recuperadas es del 90% por lo que, es importante contar con ellas con el fin de explotar de manera eficiente los campos.

De acuerdo con el Plan Quinquenal de licitaciones 2015 – 2019 el volumen remanente con el que cuenta nuestro país es de 296,133 [MMbpce] del cual el 53% corresponde a las asignaciones otorgadas a Pemex para actividades de extracción de hidrocarburos y el resto a las áreas contractuales licitadas por el Estado. Ver Figura 3.2.

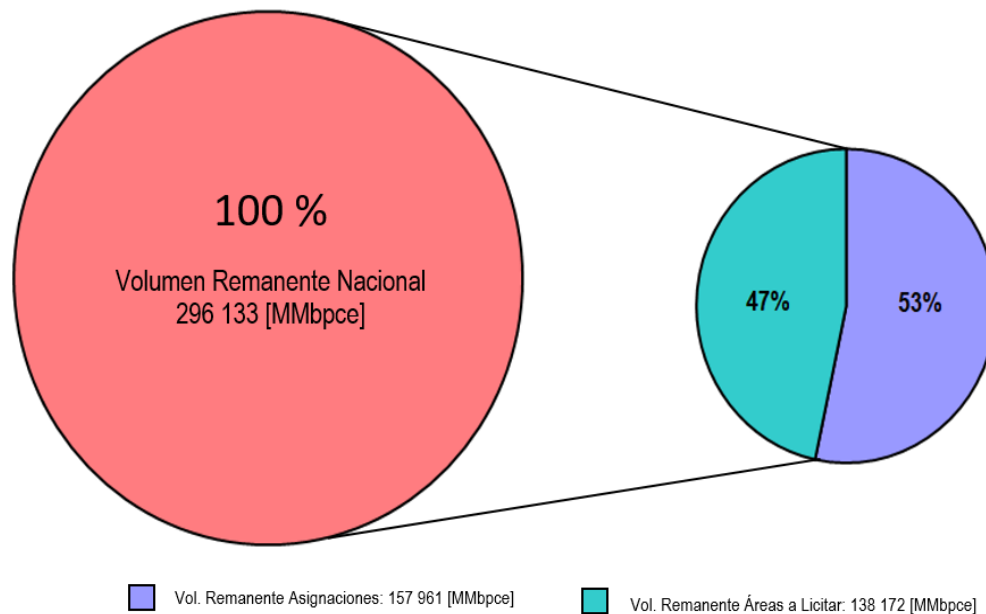


Figura 3.2. Volumen remanente nacional, su distribución en asignaciones de extracción y áreas a licitar por el Estado. (Elaboración apropiada con datos de CNH, 2017)

Las asignaciones otorgadas a PEMEX para actividades de extracción se encuentran conformadas principalmente por campos maduros, es decir, campos que han producido durante tiempo y comienza su declive por lo que se recomienda tomar acciones con el objetivo de implementar nueva tecnología y/o métodos de recuperación mejorada para que de esta manera sea posible restituir reservas, ya que se estima que hoy en día México únicamente cuenta con el 4.6% del volumen remanente en reservas 1P.

Se espera que con el paso del tiempo sea posible acceder a esos volúmenes y recuperarlos para que sean económicamente rentables y con ello aumente su factor de recuperación final en los campos de México.

3.2.2 Activo Integral de Producción Poza Rica – Altamira

Ubicación geográfica

El Activo Integral de Producción Poza Rica – Altamira (AIPRA) se localiza en los estados de Veracruz, Tamaulipas, Puebla, San Luis Potosí y en Aguas Territoriales del Golfo de México.

De la administración y responsabilidad del AIPRA, la región encargada era la Región Norte localizada en la parte norte de la República Mexicana. A partir del 2017 se aplica la restructuración de Petróleos Mexicanos (PEMEX) constituida por bloques y activos de producción. En este caso le corresponde el Bloque Norte y el Activo N02 al Activo Poza Rica – Altamira de acuerdo con el Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción publicado en el Diario Oficial de la Federación el 05 de enero de 2017.

Campos

Actualmente, el Activo Integral de Producción Poza Rica – Altamira administra un total de 145 campos. En la Figura 3.3 se puede apreciar la ubicación de manera esquemática del territorio que ocupan algunos de los campos pertenecientes al complejo.

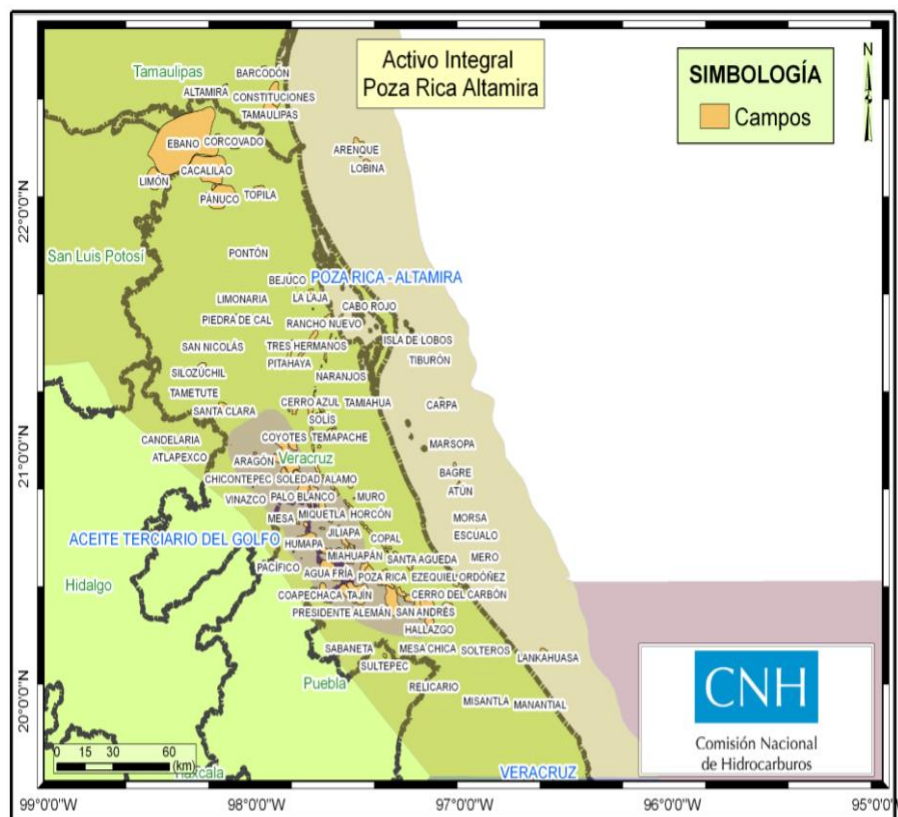


Figura 3.3. Campos del AIPRA (CNH, 2010)

La CNH expone los principales campos correspondientes a este activo basándose en su volumen de reservas probadas, cabe mencionar que a excepción de Lankahuasa todos son campos de aceite:

- Arenque
- Poza Rica
- Tamaulipas Constituciones
- Bagre
- Lankahuasa
- Tres Hermanos
- San Andrés
- Carpa
- Mejillón
- Temapache
- Toteco Cerro Azul
- Sur Chinampa Norte de Amatlán
- Sur de Amatlán
- Santa Águeda
- Tepetate Norte Chinampa

Se considera al AIPRA como la cuna del petróleo en México debido a que las primeras chapopoterías fueron localizadas en este lugar. El primer pozo productor de este activo fue el Furbera N.2 explotado por la compañía "Oilfield of Mexico Co" (El Águila), terminando en el mes de octubre de 1907 a una profundidad de 580.6 metros³⁴.

El AIPRA administra los campos más antiguos de México, en tierra y mar: Ébano, 1904, Cacalilao, 1908, Pánuco, 1913, Faja de Oro, 1923, Poza Rica, 1930, Tamaulipas Constituciones, 1951, San Andrés, 1955, Tres Hermanos, 1959, Arenque, 1968, por mencionar los más importantes. Tres de ellos: Poza Rica, 1951, Tamaulipas Constituciones, 1961, y San Andrés, 1961, han sido sometidos a procesos de recuperación secundaria con agua, ninguno a recuperación mejorada. Exceptuando Ébano – Pánuco – Cacalilao (EPC), que cuentan aún con importantes áreas por desarrollar, la extracción de aceite de los campos del AIPRA se aproxima, bajo el modo vigente de explotación, a su etapa terminal.

³⁴ Hernández Gómez Luis Héctor, 2007. Análisis comparativo de evaluación de defectos en ductos entre estudios realizados con equipos instrumentados inteligentes de segunda y tercera generación. Sección de Investigación y Posgrado. México, IPN. **Tesis Maestría**:299

Actualmente el AIPRA aporta a la plataforma de producción 48,028 barriles de petróleo diarios³⁵ lo que equivale al 2.6% de la producción nacional.

Potencial de los campos

Durante el trabajo de investigación se consideraron algunos factores importantes para seleccionar a aquellos campos en los que se pudiese aplicar la inyección de CO₂ como un método de recuperación mejorada de hidrocarburos. El primero es el volumen remanente de hidrocarburos que funciona como la base para diseñar una estrategia de EOR, considerando los volúmenes disponibles que poseen los campos. El segundo factor evaluado fue la urgencia por la restitución de reservas probadas dado que son las que mayor certidumbre presentan (alrededor del 90%) a ser recuperadas, y por último los perfiles históricos de producción. Ante una clara declinación en la producción, mayor es la urgencia de implementación de métodos de recuperación para frenar dicha caída.

Es importante mencionar la necesidad de realizar diversas pruebas de laboratorio en los fluidos de los campos petroleros seleccionados con la finalidad de identificar si el CO₂ se inyectará de forma miscible o inmisible.

La selección de campos se realizó considerando a aquellos que tuvieran un volumen remanente de aceite mayor a 400 [MMBls] fueron elegidos debido a que, si se tratara de acceder inicialmente de manera conservadora y no ambiciosa al 5% de los volúmenes remanentes que contienen actualmente los campos del activo, podrían llegarse a recuperar al menos 20 [MMBls] adicionales que se verían reflejados en la producción.

Como se puede observar en la Tabla 3.1 los campos seleccionados son aceites medianos y pesados. Analizando el factor de recuperación (FR) para cada campo, se observa que el mayor se presenta en “Tres Hermanos” indicando que cerca del 34% del volumen de aceite que contiene ha sido extraído, por lo que se puede dar a notar que aún se cuenta con mucho potencial por desarrollar en los campos de dicho activo productor. El de menor factor de recuperación está en el campo Tamaulipas, con un factor de recuperación del 11% lo que indica que implementar métodos de recuperación es indispensable para acceder a los grandes volúmenes remanentes aún contenidos en el campo.

De igual manera, se muestra la necesidad de restituir reservas en los campos elegidos dado el volumen que presentan sus reservas probadas van del 0.13 a 2.2%

³⁵ PEMEX – BDI. Reportes Estadísticos (Descargado el 12 junio 2018): <http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>

respecto al aceite, y haciendo referencia al gas van del 0.13 al 5.5%, he ahí la urgencia de restitución de reservas.

Cabe destacar que los campos Arenque y San Andrés, aunque cumplen con dichas características para ser propuestos, quedaron fuera de la propuesta por que dichos campos son administrados por terceros, fueron licitados en los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEPS) en el año 2013.

Activo	Campo	°API	FR [%]	Volumen remanente de aceite [MMBIs]	Volumen remanente de gas [MMMpc]	Reservas 1P [MMBIs]	Reservas 1P [MMMpc]
Poza Rica Altamira	Poza Rica	28.5	29.8	3377.8	2876.5	28.3	33.1
	Tamaulipas Constituciones	17.3	11.1	2319.1	1060.0	51.6	58.2
	Toteco Cerro Azul	19	30.1	879.1	495.4	2.8	1.1
	Sur Chinampa Norte de Amatlán	27	29.9	503.7	296.7	3.5	1.8
	Tepetate Norte Chinampa	23	29.9	393.0	199.1	0.5	0.3
	Sur de Amatlán	19	30.1	315.6	231.5	1.9	0.9
	Tres Hermanos	27	33.2	282.9	455.0	2.6	14.8
	Santa Águeda	16	32.3	261.5	117.3	2.0	1.5

Tabla 3.1. Potencial de los campos seleccionados del AIPRA (Elaboración propia con datos de CNH, 2017)

3.2.3 Activo Integral de Producción Cinco Presidentes

Ubicación geográfica

El Activo Integral de Producción Cinco Presidentes (AICP) se ubica en los estados de Tabasco, Veracruz, Guerrero y Oaxaca; tiene una superficie territorial de 158,646 km²; limita al norte con el Golfo de México y la Región Norte en el paralelo 18°, al noroeste con el río Tesechoacán, al este limita con el Activo Bellota – Jujo, y al sur con el Océano Pacífico³⁶.



Figura 3.4. Ubicación del AICP (PEMEX, 2010)

De lo que confiere a la administración integral de este activo productor, el encargado de realizarlo era la Región Sur localizada al sur de la República Mexicana, al norte colinda con el Golfo de México; al noroeste con la Región Norte en el paralelo 18° y el Río Tesechoacán, al este limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala y al sur con el Océano Pacífico³⁷. Cuenta con una superficie de 390,000 km² (Ver Figura 3.5) situándose en los estados de Tabasco, Campeche, Yucatán, Quintana Roo, Chiapas y Oaxaca. La Región Sur se conforma por cuatro activos integrales:

- Cinco Presidentes
- Bellota – Jujo
- Macuspana – Muspac
- Samaria – Luna

³⁶ Diario Oficial de la Federación, 2013 (Consultado el 10 junio 2018) http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5293895&fecha=28/03/2013

³⁷ PEMEX 2010. Op Cit. p.108



Figura 3.5. Región Sur (PEMEX, 2010)

Actualmente el AICP se clasifica por el Bloque Sur y Activo S04, esto se debe a la nueva estructura manejada por Petróleos Mexicanos.

Campos

Hoy en día el AICP está encargado de administrar de manera eficiente 43 campos de los cuales los siguientes son considerados por la CNH como los principales referentes a sus reservas probadas de aceite:

- Ogarrio
- San Ramón
- Blasillo
- Rodador
- Cinco Presidentes
- Magallanes – Tucán – Pajonal
- Guaricho
- Nelash
- Lacamango
- Rabasa

A continuación, se puede observar en la Figura 3.6 de manera esquemática dentro del círculo rojo a algunos de los campos que forman parte del AICP.

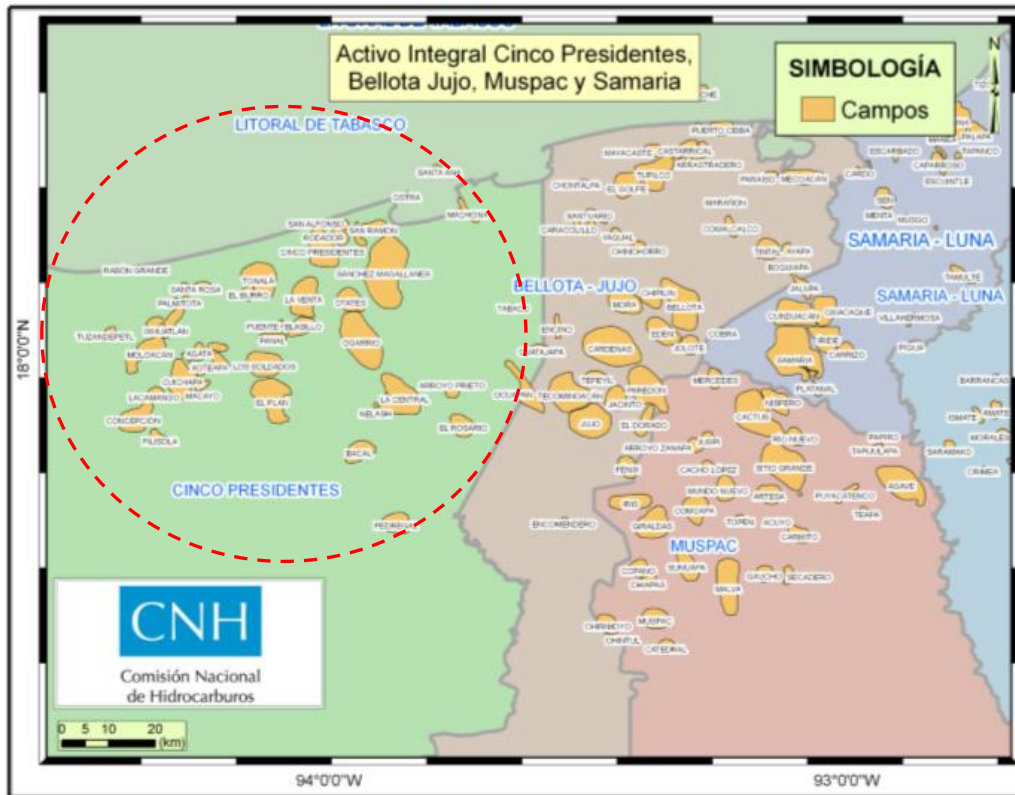


Figura 3.6 Campos del AICP (CNH, 2010)

Como ya se mencionó anteriormente la producción nacional de crudo y gas proviene en su mayoría, de campos que han entrado en la etapa de madurez, como ejemplo de ello se tiene el caso del Campo Cinco Presidentes, el cual, debido a la disminución de producción, se requieren de implementar técnicas que permitan la recuperación secundaria y mejorada de los mismos³⁸.

Actualmente el Activo Integral Cinco Presidentes aporta a la plataforma de producción 50,509 barriles de petróleo diarios³⁹ lo que equivale al 2.7% de la producción nacional.

Potencial de los campos

Para el caso del AICP los campos que entraron dentro de los factores de selección fueron los que se presentan a continuación en la Tabla 3.2, como se observa son aceites ligeros con densidades de 30 a 38°API.

³⁸ Aulis García Rosa Elideth, 2015. Evaluación Geológica y Petrolera del campo Cinco Presidentes en la Cuenca Salina del Istmo. Facultad de Ingeniería. México, UNAM. **Tesis Licenciatura:** 106

³⁹ PEMEX – BDI. Reportes Estadísticos (Descargado el 12 junio 2018): <http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>

Los factores de recuperación que se presentan varían entre 19 y 31%, dando a notar que aún hay mucho por hacer para desarrollar de manera eficiente los campos pertenecientes a este activo productor, por lo que se deben diseñar y planificar diversas estrategias que permitan al campo explotarse de la mejor manera posible.

Analizando los volúmenes remanentes tanto de aceite como de gas es claro, por el factor de eficiencia presentado, que cuentan con muchos recursos por desarrollar y para ello es necesario poder acceder primeramente a esos volúmenes que se tienen mediante la aplicación de algunas pruebas piloto que permitan conocer qué tan factible es aplicar los métodos EOR, recomendados para cada campo en estudio.

Acerca de las reservas probadas que se presentaron durante el año 2017, con respecto al aceite se muestra que oscilan entre 1.5 y 3.5% del total respecto al volumen remanente que contienen, y de gas se tienen entre 4.3 y 7.1%, Lo que lleva a la misma conclusión que en los anteriores activos antes mencionados, referente a la necesidad de implementar métodos y técnicas nuevas con el fin de poder tener un desarrollo óptimo en los campos.

Activo	Campo	°API	FR [%]	Volumen remanente de aceite [MMBIs]	Volumen remanente de gas [MMMpc]	Reservas 1P [MMBIs]	Reservas 1P [MMMpc]
Cinco Presidentes	Magallanes-Tucán-Pajonal	33	18.6	838.9	403.0	12.7	24.4
	Ogarrio	38	21.9	785.4	763.9	27.2	55.0
	Cinco Presidentes	30.3	31.4	715.6	551.0	16.1	23.7

Tabla 3.2. Potencial de los campos seleccionados del AICP (Elaboración propia con datos de CNH,2017)

3.2.4 Activo Integral de Producción Bellota – Jujo

Ubicación geográfica

El territorio que abarca el Activo Integral de Producción Bellota – Jujo (AIBJ) se ubica en los estados de Tabasco, Chiapas, Veracruz y Oaxaca, tiene una superficie territorial de 15,466 km², limita al norte con el Golfo de México, al este con los Activos de Producción Samaria – Luna y Macuspana – Muspac, al este limita con el Activo de Producción Cinco Presidentes y al sur con el Océano Pacífico⁴⁰.

Como ya se había mencionado anteriormente, PEMEX maneja actualmente una nueva estructura basada en bloques y activos, por lo que a este activo integral se le asigna el Bloque Sur, Activo S03.

Campos

Con información proporcionada en el documento técnico 1 de la CNH, enfocado a los factores de recuperación de aceite y gas en México, se conoce que el AIBJ cuenta con la administración de 29 campos, de los cuales se consideran a los siguientes campos de aceite los más representativos del activo debido al volumen de reservas probadas:

- Jujo – Tecominoacán
- Cárdenas
- Puerto Ceiba
- Mora
- Bellota
- Edén – Jolote
- Paredón
- Yagual
- Chinchorro
- Saturario
- Bricol
- Pareto
- El Golpe

En la Figura 3.7 se puede observar de manera esquemática dentro del círculo rojo la ubicación de algunos campos que forman parte del Activo Integral de Producción Macuspana – Muspac.

⁴⁰ Diario Oficial de la Federación, 2013 (Consultado el 10 junio 2018) http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5293895&fecha=28/03/2013

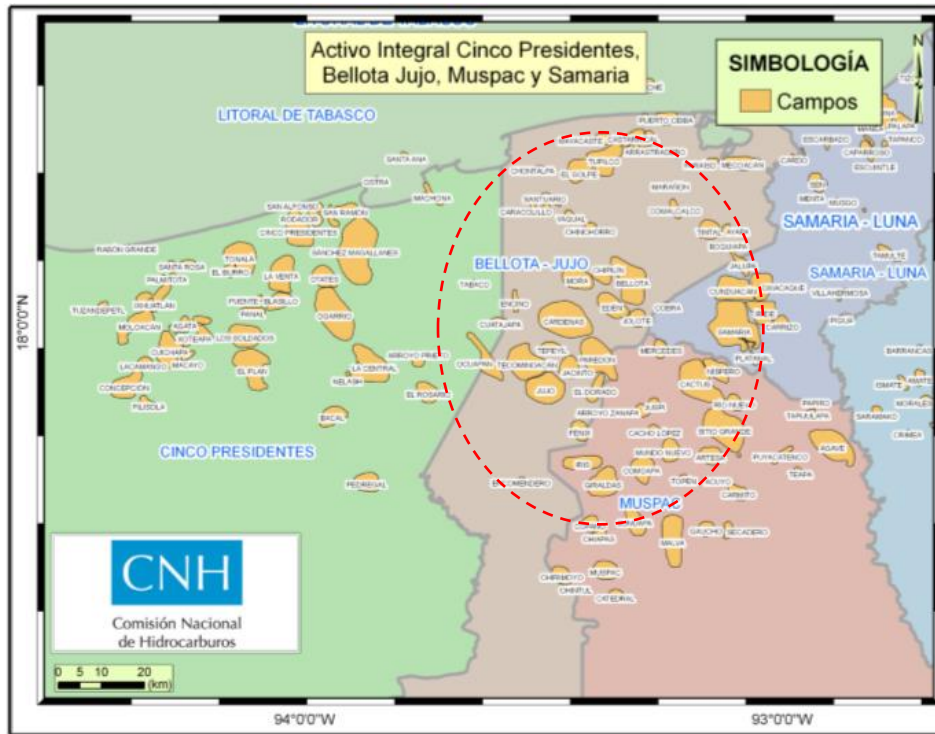


Figura 3.7. Campos del AIBJ (CNH, 2010)

Actualmente el Activo Integral de Producción Bellota Jujo aporta a la plataforma de producción 58,758 barriles de petróleo diarios⁴¹ lo que equivale al 3.15 % de la producción nacional.

Potencial de los campos

Del AIBJ fueron elegidos siete campos de aceite ligero que cumplieron con los criterios de selección por lo que en la Tabla 3.3 se muestran algunas de las características a considerar para poder evaluar el potencial con el que cuentan los campos de este complejo.

A diferencia con los otros activos antes mencionados, se muestra que el factor de recuperación que presentan los campos del AIBJ son mucho mayores oscilado principalmente entre 27 y 35% del volumen total, por lo que se ve reflejado en el volumen remanente que presentan actualmente.

El volumen de reservas probadas que contienen los campos en estudio son muy pocas comparadas con el volumen remanente con el que cuentan, ya que referente al aceite se tiene alrededor del 1 al 3%, y de gas oscila entre el 1.4 y el 8%.

⁴¹ PEMEX – BDI. Reportes Estadísticos (Descargado el 12 junio 2018): <http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>

Activo	Campo	°API	FR [%]	Volumen remanente de aceite [MMBIs]	Volumen remanente de gas [MMMpc]	Reservas 1P [MMBIs]	Reservas 1P [MMMpc]
Bellota Jujo	Cárdenas	40	35.1	855.2	1529.7	10.5	51.1
	Paredón	39	27.6	501.0	1254.0	10.0	21.6
	Bellota	40	30.9	419.4	605.5	12.0	52.6
	Bricol	37.5	5.6	414.0	511.4	5.5	11.3
	Edén-Jolote	41.6	34.9	392.4	1008.8	11.1	33.2
	Pareto	43	4.9	246.2	608.8	2.5	8.6
	El Golpe	35	31.0	217.7	105.5	5.5	6.6

Tabla 3.3. Potencial de los campos seleccionados del AIBJ (Elaboración propia con datos de CNH, 2017)

3.2.5 Activo Integral de Producción Macuspana – Muspac

Ubicación geográfica

El Activo Integral de Producción Macuspana – Muspac (AIMM) se ubica en los estados de Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo con una superficie territorial de 215,994 km²; limita al norte con el Golfo de México y el Activo de Producción Samaria – Luna, al este con el Activo de Producción Bellota – Jujo y Samaria – Luna, al oeste con el mar Caribe, al sureste con Belice y Guatemala, y al sur con el Océano Pacífico⁴².

De la administración de este activo el Bloque encargado es el Bloque Sur y el Activo correspondientes es el S01.

Campos

Los campos que conforman al AIMM son 67, divididos en dos: 38 campos correspondientes al Activo Macuspana y 29 del Activo Muspac.

La ubicación de algunos campos es representada esquemáticamente en las Figuras 3.8 correspondiente al Activo Macuspana y en la 3.9 del Activo Muspac.

La CNH considera a los siguientes campos como los principales debido al volumen de reservas probadas que contienen. Para el Activo Macuspana los campos son los siguientes:

- Costero
- Narváez
- Shishito
- José Colomo
- Usumacinta
- Hormiguero
- Cobo
- Tepetitán
- Laguna Alegre
- Vernet

Referente a los campos del Activo Muspac se consideran:

- Cactus
- Chiapas – Copanó
- Giraldas
- Muspac
- Sunuapa
- Teotleco
- Níspero
- Gaucho
- Comoapa
- Catedral
- Mlava
- Sitio Grande

⁴² Diario Oficial de la Federación, 2013 (Consultado el 10 junio 2018) http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5293895&fecha=28/03/2013

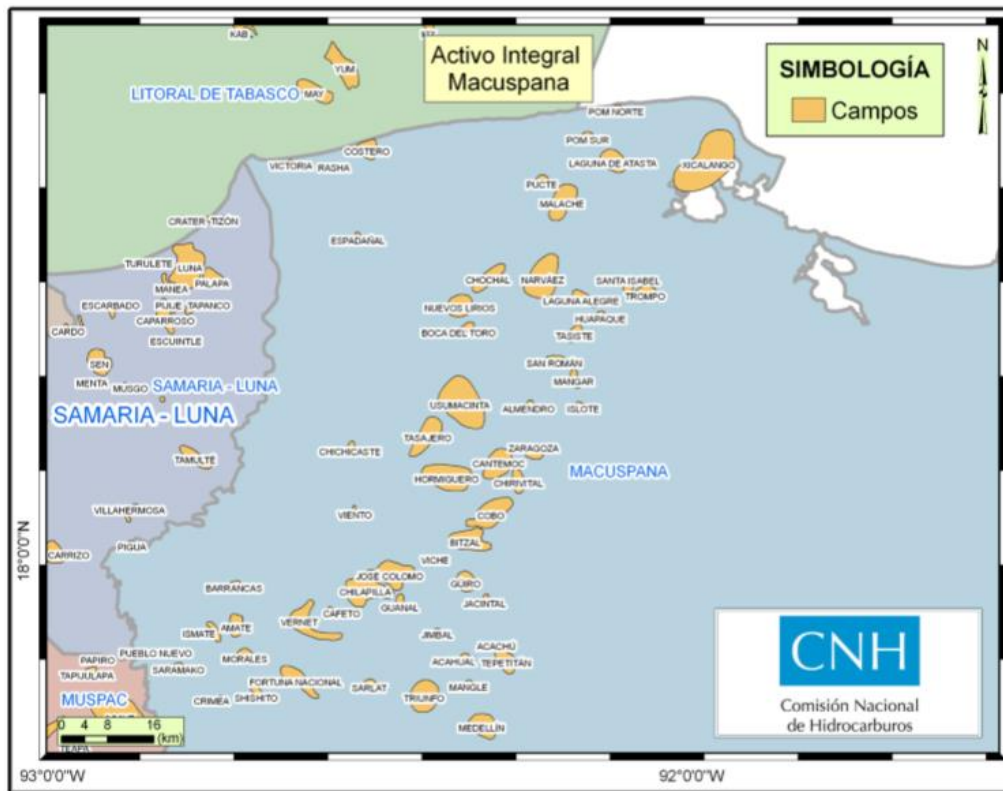


Figura 3.8. Campos del Activo Macuspana (CNH, 2010)

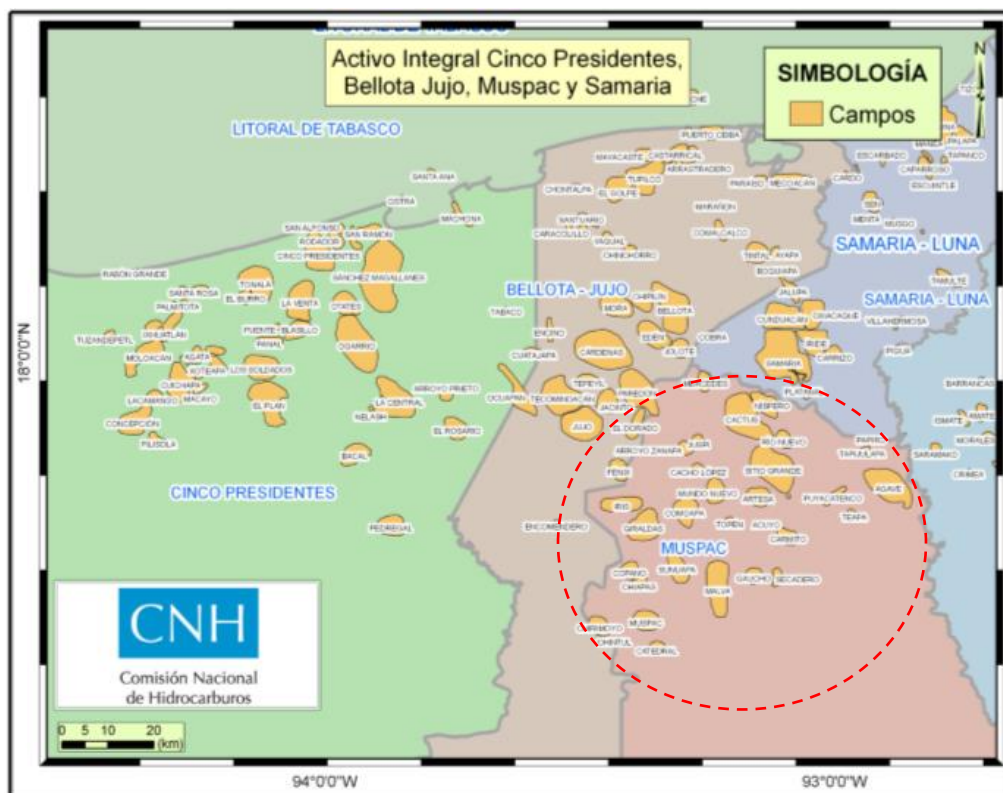


Figura 3.9. Campos del Activo Muspac (CNH, 2010)

Actualmente el Activo Integral Macuspana – Muspac aporta a la plataforma de producción 22,792 barriles de petróleo diarios⁴³ lo que equivale al 1.22 % de la producción nacional.

Potencial de los campos

Para el AIMM los campos seleccionados fueron seis y son clasificados como de aceite ligero y super ligero. Analizando las características presentadas en la Tabla 3.4 podemos dar a notar que nuevamente se presentan factores de recuperación mayores comparados con otros activos.

Evaluando el volumen remanente de aceite y gas que tiene este activo nos permite conocer qué cantidad es la que le queda en cada campo en estudio. Es por ello por lo que también es de gran ayuda conocer el factor de recuperación que tiene, dado que presenta la cantidad que ha sido extraída hasta el momento, además de conocer el potencial con el que se cuenta para desarrollarse.

Con respecto a las reservas 1P, de aceite se tienen reportadas entre 0.05 y 2.7%, de gas se tienen entre 0.5 y 6% a excepción del campo Giraldas que tiene el 20.4% de volumen en reservas probadas de gas.

⁴³ PEMEX – BDI. Reportes Estadísticos (Descargado el 12 junio 2018): <http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>

Activo	Campo	°API	FR [%]	Volumen remanente de aceite [MMBIs]	Volumen remanente de gas [MMMpc]	Reservas 1P [MMBIs]	Reservas 1P [MMMpc]
Macuspana Muspac	Sitio Grande	34	31.6	787.8	1244.8	0.4	4.2
	Cactus	35	31.7	734.4	1401.0	3.0	6.6
	Sunuapa	35.9	11.5	378.5	974.2	4.8	56.5
	Teotleco	46.6	8.0	362.1	1490.3	9.7	66.0
	Níspero	34	32.2	325.3	234.1	4.9	9.2
	Giraldas	44	37.6	289.9	854.1	2.7	174.4

Tabla 3.4. Potencial de los campos seleccionados del AIMM (Elaboración propia con datos de CNH, 2017)

3.2.6 Activo Integral de Producción Samaria – Luna Ubicación geográfica

El Activo Integral de Producción Samaria – Luna (AISL) se ubica en el estado de Tabasco; tiene una superficie territorial de 2,543 km², y limita al norte con el Golfo de México, al sur y al este con el Activo de Producción Macuspana – Muspac y al oeste con el Activo de Producción Bellota – Jujo⁴⁴.

De la administración de este activo el Bloque encargado es el Bloque Sur y el Activo correspondientes es el S02.

Campos

El AISL cuenta con un total de 17 campos. En la Figura 3.10 se muestra de manera esquemática algunos campos que pertenecen a este complejo, así como su ubicación geográfica.

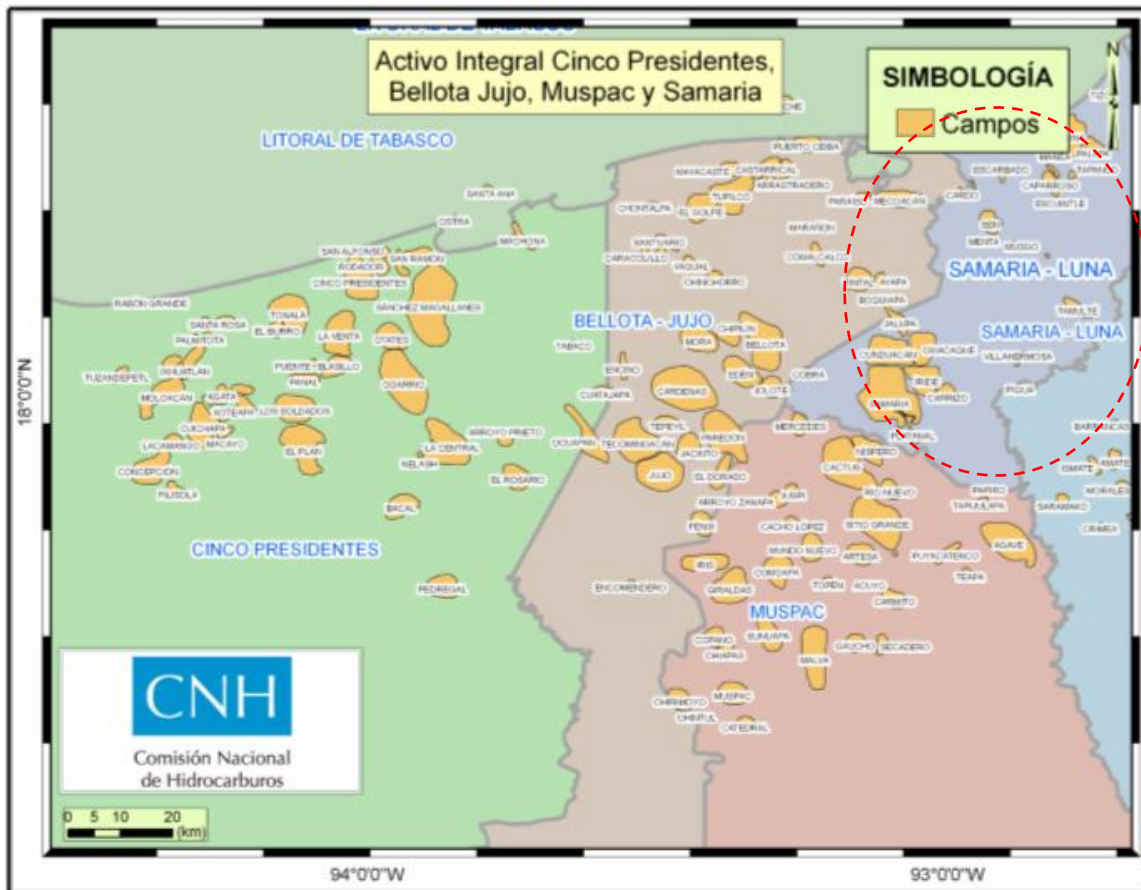


Figura 3.10. Campos del AISL (CNH, 2010)

⁴⁴ Diario Oficial de la Federación, 2013 (Consultado el 10 junio 2018) http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5293895&fecha=28/03/2013

Algunos campos que se presentan a continuación son considerados por la CNH como los principales del activo debido a las reservas probadas que contienen y son:

- Samaria
- Iríde
- Cunduacán
- Oxiacaque
- Sen
- Caparroso – Pijije – Escuintle
- Tizón
- Cráter
- Platanal
- Luna – Palapa

Actualmente el Activo Integral Samaria Luna aporta a la plataforma de producción 85,585 barriles de petróleo diarios⁴⁵, lo que equivale al 4.6 % de la producción nacional.

Potencial de los campos

Dentro del AISL fueron seleccionados cuatro campos que cumplieron con los criterios necesarios y establecidos a un inicio para que pudiera aplicarse la inyección de CO₂ como un método de EOR. Los campos seleccionados se muestran en la Tabla 3.5 pudiéndose observar que, por la densidad del aceite que presentan, hay una gran variedad de tipos aceite que van desde super ligero a pesado.

Con respecto a sus factores de recuperación, se observa que oscilan entre 14.5 y 32% por lo que, si se llegase a aplicar la recuperación mejorada antes mencionada, podría aumentar este factor, permitiendo que se acceda a más volumen con el objetivo de hacerlo técnicamente recuperable para convertirlo en un recurso contingente y que posteriormente se convierta en una reserva económicamente rentable.

Mediante la aplicación de los métodos de EOR será posible la restitución de reservas probadas en los campos, por lo que se analiza a continuación la urgencia que tienen los campos del AISL de añadir reservas 1P a sus campos. En la Tabla 3.5 se reporta el volumen de reservas probadas durante el año 2017 tanto de aceite como de gas, pudiéndose observar que cuentan con muy poco volumen, que varía entre el 1.4 al 4% y de 2.2 a 13.5 % respecto a los volúmenes remanentes de aceite y gas, respectivamente.

⁴⁵ PEMEX – BDI. Reportes Estadísticos (Descargado el 12 junio 2018): <http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>

Activo	Campo	°API	FR [%]	Volumen remanente de aceite [MMBIs]	Volumen remanente de gas [MMMpc]	Reservas 1P [MMBIs]	Reservas 1P [MMMpc]
Samaria Luna	Cunduacán	28	31.9	1235.4	1259.0	50.6	165.1
	Oxiacaque	29	14.4	1044.6	770.9	25.9	103.3
	Sen	42	24.7	952.0	2614.8	13.3	48.0
	Caparroso-Pijje-Escuintle	42	24.8	700.0	1655.1	11.7	35.9

Tabla 3.5. Potencial de los campos seleccionados del AISL (Elaboración propia con datos de CNH,2017)

4. Costos asociados a proyectos de captura y almacenamiento de CO₂

Llevar a cabo proyectos de captura y almacenamiento de CO₂ conlleva una inversión económica importante, en cada una de las etapas del proceso.

Estos costos dependen principalmente de la variabilidad de los factores propios de cada proyecto, especialmente de las características del diseño, el funcionamiento o las instalaciones industriales en que se utiliza la captura del CO₂, el tipo y el costo del combustible empleado en dichas industrias para llevar a cabo sus procesos, las distancias, los terrenos y las cantidades requeridas por el transporte del CO₂ y el tipo, así como las características del almacenamiento.

A continuación, se presentan dichos costos de acuerdo con experiencia mundial y evaluaciones técnicas en México para cada proceso.

4.1 Costos de captura

Los costos de captura están en función de todos los procesos involucrados en la captura y separación del CO₂ proveniente de la combustión de diversas fuentes industrializadas.

4.1.1 Introducción

La captura de CO₂ representa la oportunidad de reducir grades emisiones de GEI, además, permite mediante el uso del CO₂ la posibilidad de implementar procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos y de otros usos que actualmente se encuentran en fase de investigación y desarrollo. Según la IEA el costo de reducir las emisiones de bióxido de carbono sin aplicar proyectos de CCS será un 70%⁴⁶ más caro a nivel internacional.

La selección y el uso de un sistema de captura de CO₂ deben tener en cuenta varios factores como las características del gas de emisión, la aplicabilidad tecnológica, la viabilidad económica, la disponibilidad del servicio público, la disponibilidad y el uso del agua y los estándares ambientales, con el objetivo de minimizar el costo del sistema⁴⁷.

Se estimó que el mayor costo que se presenta durante la implementación de un proyecto de CCS suele estar en la captura, representando entre el 70 y el 90% de los costos totales.

⁴⁶ Global CCS Institute, 2017. Op. Cit. p.4

⁴⁷ Global CCS Institute, 2014. The Global Status of CCS: 2014, Melbourne, Australia:192

De acuerdo con el Global CCS Institute, el costo de captura de CO₂ va a depender de los siguientes factores:

- La pureza del CO₂
- La tecnología por usar
- La fuente de emisión

Es posible desarrollar proyectos de CCS de bajo costo donde el CO₂ se presenta de forma pura ya que es separado como parte de un proceso industrial.

4.1.2 Costos nivelados de producción (Global CCS Institute)

En el informe del Global CCS Institute 2017 se proporciona información acerca de las estimaciones sobre los costos para el CCS. Los costos asociados a las instalaciones industriales para la implementación de CCS radican en el aumento de los costos unitarios del ciclo de vida o también conocidos como “nivelados” de producción con la aplicación de tecnología de captura, es decir los costos de producción del tipo de industria capturadora de CO₂ aumentarían de forma importante con la implementación de la tecnología de captura de sus emisiones.

Los costos nivelados de producción hacen referencia a la escala y a la tasa de producción de la planta a lo largo de su vida útil, por lo que son considerados como una medida comparativa.

Los costos nivelados de producción comúnmente consideran los siguientes aspectos:

- Inversión inicial para la infraestructura
- Costos de operación de y mantenimiento
- Consumo de combustible utilizado para llevar a cabo los procesos

Estos son presentados por unidad de producción, dependiendo el tipo de industria y su producto final.

En la Tabla 4.1 se muestran los costos nivelados de producción asociados al incremento generado por la implementación de la tecnología de captura de CO₂ de distintas fuentes industriales, estos costos hacen referencia a proyectos realizados en Estados Unidos de América. Sin embargo, la información proporcionada permite tener idea de los posibles costos en México, si llegase a implantarse la tecnología de captura de CO₂, son cifras muy valiosas que pueden llegar a ajustarse a las condiciones de cualquier país.

	PC super-critical	Oxy-comb. super-critical	IGCC	NGCC	Iron and steel	Cement	Natural gas	Fertiliser	Biomass to ethanol
Levelised cost	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/tonne	US\$/tonne	US\$/GJ	US\$/tonne	US\$/litre
Without CCS	75-77	-	95	49	280-370	101	3.75	400-450	0.40-0.45
With CCS - FOAK	124-133	118-129	141	78	114	69	0.061	13	0.018
With CCS - NOAK	108	107	102	62	95	58	0.058	12	0.017
Increase for FOAK w. CCS	60-70%	51-64%	45%	57%	30-41%	68%	2%	3-4%	4-5%
% decrease FOAK to NOAK	-13 to -19%	-9 to -16%	-28%	-21%	-17%	-16%	-5%	-8%	-6%
Cost of CO₂ avoided (US\$/tonne CO₂)									
FOAK	74-83	66-75	97	89	77	124	21.5	25.4	21.5
NOAK	55	52	46	43	65	103	20.4	23.8	20.4

Tabla 4.1. Costos nivelados de producción por tipo de tecnología de captura (Global CCS Institute, 2017)

En la Tabla 4.1 se encuentran abreviadas las industrias en las que se ha implementado la captura de CO₂, donde:

- Carboeléctricas super críticas (PC super critical por sus siglas en inglés)
- Generación eléctrica con Oxy – Combustión (Oxy – Combustion super – critical por sus siglas en inglés)
- Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (IGCC por sus siglas en inglés)
- Ciclo Combinado con Gas Natural (NGCC por sus siglas en inglés)
- Industrias del acero y metalúrgicas (Iron and steel)
- Industria cementera (Cement)
- Procesamiento de Gas Natural (Natural Gas), procesos industriales con emisiones de alta pureza
- Petroquímicas (Fertiliser), procesos industriales con emisiones de alta pureza
- Proceso de conversión de biomasa a etanol (biomass to ethanol)

Respecto al incremento en los costos nivelados de producción aplicando tecnología de captura se tienen los siguientes tipos de proyectos:

FOAK (First of a kind, por sus siglas en inglés), primera en su tipo, representa la primera implementación de la tecnología de captura en algún tipo industria y país, esto considera los costos de aprendizaje.

NOAK (Not first of a kind), no primera en su tipo, representa las implementaciones de tecnología subsecuentes a la primera, se supone superada la etapa de aprendizaje, por lo tanto, los costos son menores a FOAK.

En la Tabla 4.1 se puede apreciar el incremento que se presenta por la instalación de tecnología de CCS FOAK, en fuentes industriales y energéticas pueden generarse costos adicionales del 2% al 70%, dependiendo de la cantidad y la pureza de las emisiones de CO₂ asociadas al proceso, y que se verían reflejados en el costo nivelado de producción.

Con respecto al incremento que se presenta por la instalación de tecnología de CCS NOAK, los costos adicionales se verían reducidos entre un 5% al 28 % respecto a FOAK.

Para propósitos de la investigación los costos a utilizar son los FOAK, ya que no existe proyecto anterior establecido.

4.1.3 Costos de captura para diferentes sectores industriales

Como se observa en la Tabla 4.1 anterior, los mayores incrementos de costo para esta tecnología en estudio se presentan en la generación de energía (45 – 70%), en mayor medida en carboeléctricas (hasta 70%) y en menor medida las centrales de ciclo combinado (45%). Las industrias que presentan un incremento menor son las industrias procesadoras de gas natural (2%), la producción de fertilizantes (3 – 4%) y la producción de bioetanol (4 – 5%). Este menor aumento se debe a que producen flujos concentrados de CO₂ como parte de sus procesos. De igual forma en las plantas de hidrógeno y de amoníaco en donde prácticamente el CO₂ es puro, los costos de captura son bajos comparados con otras fuentes debido a los escasos procesos de limpieza y separación de CO₂ que requieren.

Las industrias en las que la adición de CCS agrega costos incrementales relativamente más altos también son industrias en las que se desarrollan mayores técnicas y tecnologías de captura. Para estas industrias, es probable que las posibles reducciones futuras de costos sean relativamente mayores⁴⁸.

4.1.3.1 Costos de adquisición de CO₂ en proyectos piloto (Pemex)

PEMEX ha llevado a cabo análisis técnicos y económicos⁴⁹ para proyectos piloto de inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada. Dentro de estos análisis se presenta los posibles costos de adquisición del CO₂ en unidades de dólares por cada mil pies cúbicos de CO₂ [USD/mscf], para algunos tipos de industrias consideradas en el análisis.

⁴⁸ Global CCS Institute, 2017. Op. Cit. p.1

⁴⁹ PEMEX, 2015. Plan Nacional de Captura, Uso y Secuestro de CO₂. Reporte de Avances 1B: 41

En el análisis por parte de PEMEX se contempló seis fuentes industriales, termoeléctricas de Altamira y Poza Rica, petroquímicas de Cosoleacaque, Cangrejera y Morelos, así como el complejo procesador de gas Nuevo PEMEX.

Los costos presentados para la adquisición por tipo de industria son los siguientes:

- Centrales termoeléctricas 2.5 [USD/mscf]
- Complejos petroquímicos 2.0 [USD/mscf]
- Complejo procesador de gas 2.0 [USD/mscf]
- Complejo petroquímico Cosoleacaque (planta de amoniaco) 0.5 [USD/mscf]

Se estima estos costos de venta del CO₂, costearían el aumento en los costos de producción de cada una de las industrias.

A partir de esto, se establecen los costos a utilizar en el análisis del siguiente capítulo. Se utilizará para las termoeléctricas 2.5 [USD/mscf], procesadores de gas 2.0 [USD/mscf], plantas petroquímicas 2.0 [USD/mscf], para Cosoleacaque 0.5 [USD/mscf].

Para las tecnologías faltantes este costo se estimará con el aumento en los costos nivelados presentados en la Tabla 4.1 anterior, es decir el costo de venta del CO₂ se espera mínimo sea para recuperar dicho aumento. Este cálculo se realizó mediante el aumento de los costos nivelados y los factores de emisión:

$$\text{Costo de adquisición} = \frac{\frac{\text{USD}}{\text{unidad de producción}}}{\frac{tCO_2}{\text{unidad de producción}}}$$

Para ciclos combinados, cementeras y siderúrgicas el dato está disponible, para refinerías no, sin embargo, debido a la concentración de CO₂ en sus emisiones (ver Figura 4.2) se espera el costo sea similar a los centros procesadores de gas, es decir, 2.0 [USD/mscf].

Fuente	Calidad (% CO ₂)	Lugar
Amoniaco	97% vol	Cosoleacaque
Combustión CPQ	8 a 11% vol	Morelos, Cangrejera
Combustión CPG	8 a 11% vol	Cactus, Nuevo Pemex, cd. Pemex y La Venta
Combustión Refinería	8 a 11% vol	Minatitlán, Madero, Hidalgo

Tabla 4.2. Concentración del CO₂ en los gases de emisión de cada complejo (PEMEX, 2013)

En resumen, los costos de adquisición de CO₂ establecidos en unidades de [USD/tCO₂] son los siguientes:

Fuentes	Costo de adquisición [USD/tCO ₂]
Procesador de Gas	38
Petroquímica	38
Cementera	83
Acero	57
Generación Ciclo Combinado	70
Generación Termoeléctrica	48
Refinería	38
Cosoloacaque (planta de amoniaco)	10

Tabla 4.3. Costo de adquisición de CO₂ para distintas fuentes emisoras (Elaboración propia con datos de Global CCS Institute y PEMEX)

Como se esperaba los costos mayores se presentan en la industria cementera, esto debido a la alta inversión para la infraestructura, en el caso de las plantas de generación eléctrica, costos mayores en los ciclos combinados respecto a las de combustóleo, esto debido a la concentración de CO₂ en los gases de combustión, menor concentración en la quema de gas natural que en la de combustóleo, menor concentración mayor costo en la separación.

Para el caso de las plantas petroquímicas (con excepción de Cosoleacaque), procesadores de gas y refinerías se espera los costos sean similares, básicamente la mayoría de las emisiones provienen de máquinas de combustión, con concentraciones de CO₂ en los gases de combustión similares.

Para el caso de Cosoleacaque, donde existe un flujo importante de CO₂ emitido (0.77 MtCO₂ anuales), como es lógico se espera sea la de menor costo debido a la alta pureza del CO₂ (97% vol), lo cual abarata los costos de separación y por lo tanto los costos de adquisición.

4.2 Costos de transporte

4.2.1 Introducción

De acuerdo con el IPCC 2005 los costos de transporte se encuentran en función de la distancia y de la cantidad de CO₂ transportada (flujo másico).

Como ya se había mencionado anteriormente el transporte más utilizado para el CO₂ son los gasoductos, sus costos van a depender del sitio a donde quiere ser trasladado, si es en tierra o en mar, el congestionamiento hacia el destino, la ruta, etc. Tomando en consideración estos factores, se podría duplicar el costo por

unidad de longitud⁵⁰, en el caso de los gasoductos incrementaría más el costo si es que deben atravesar zonas habitadas.

Los costos asociados al transporte mediante gasoductos de CO₂ Onshore (terrestres) se determinan mediante la inversión y los costos de operación y mantenimiento de la tubería, incluyendo las estaciones de refuerzo para la compresión del gas.

4.2.2 Costos nivelados de transporte

A continuación, se presentan los costos nivelados de transporte de CO₂ mediante gasoductos por lo que es de suma importancia considerar todos los factores implicados durante su ciclo de vida.

Los “costos de materiales de la tubería” incluyen:

- Costos de tubería de acero
- Anticorrosión
- Aislamiento térmico
- Válvula de bloqueo
- Revestimiento de la tubería
- Otros costos diversos

Para los “costos relacionados con la ingeniería civil” se encuentran:

- Movimiento de la tierra (dado que la mayoría de las tuberías se encuentran enterradas bajo tierra)
- Instalación de tuberías
- Aislamiento de válvulas de bloqueo
- Ingeniería de protección
- Desmantelamiento
- Otros costos

Los “costos asociados al derecho de vía” (ROW, right of way) incluyen:

- La adquisición de las tierras
- Compensación

El “costo laboral” incluye:

- Salario
- Asistencia social
- Seguro relacionado con la seguridad

⁵⁰ IPCC, 2005. Op. Cit. p.30

- Salud personal

Los “costos de O&M” incluyen:

- Monitoreo y mantenimiento de superficie
- Anticorrosión
- Medición
- Monitoreo y verificación
- Reparación diaria
- Limpieza y reparación anualizada de tuberías
- Mantenimiento de equipos
- Gestión de riesgos esperados
- Preservación térmica, entre otros

Los “costos diversos” incluyen:

- Diseño
- Evaluación
- Aprobación administrativa
- Construcción de ingeniería
- Supervisión
- Contingencias

Los “costos de inversión para las estaciones de refuerzo” se determinarán principalmente por:

- La cantidad de estaciones
- Capacidad instalada
- Capacidad de la unidad
- Terreno
- Tipo de combustible (electricidad, gas natural, gasolina y otros combustibles)
- Distancia a la red eléctrica (o proveedor de combustible)
- Factores de transporte

Cerca del 75% del costo total de transporte es asociado a la operación y mantenimiento, material para la construcción del gasoducto y la ingeniería civil, y en menor medida a los costos asociados al derecho de vía, costo laboral y costos diversos (Figura 4.1).

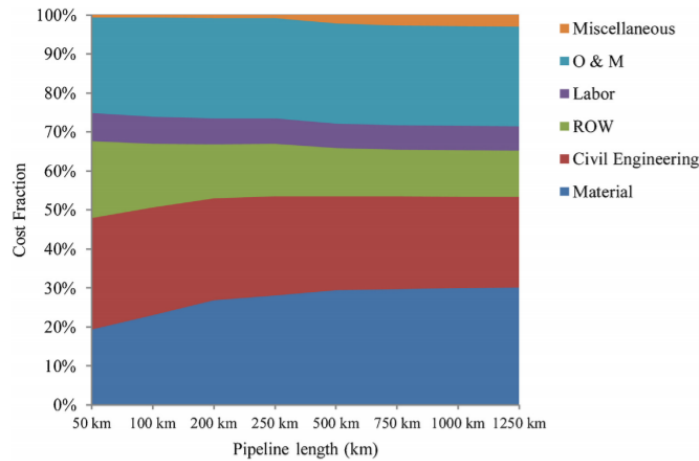


Figura 4.1. Participación de los factores asociadas a los costos de transporte (International Journal of Greenhouse Gas Control, 2016)

En la Figura 4.2 se muestran los costos nivelados de transporte de CO₂ que se llegarían a obtener para diversas distancias y tasas de flujo anual de CO₂ transportado.

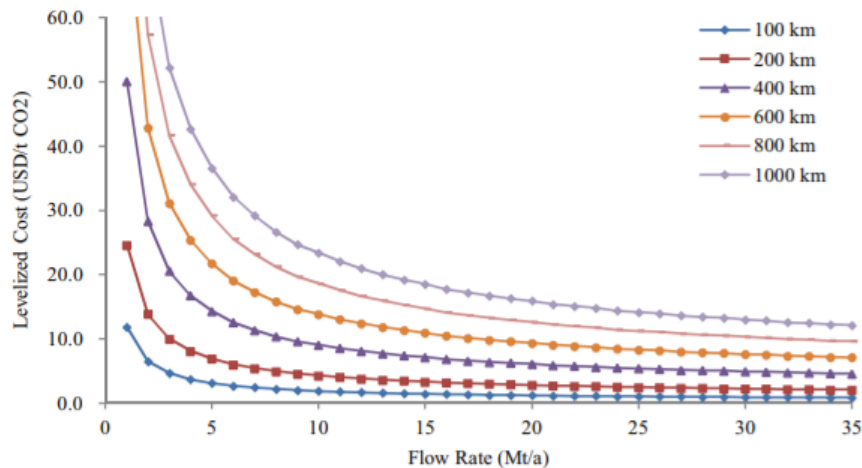


Figura 4.2. Costos nivelados de transporte de CO₂ (International Journal of Greenhouse Gas Control, 2016)

Hay que considerar que estos costos se encuentran en función de la participación de todos los factores ya antes mencionados. Por lo que analizando más a detalle dicha grafica se observa que a mayor distancia el costo se eleva, y, al contrario, entre más flujo másico se transporte al año, el costo nivelado asociado disminuirá de manera importante.

Para poder realizar los cálculos correspondientes a los costos nivelados del transporte de CO₂ fue necesario obtener una ecuación de las curvas presentadas.

La ecuación empleada fue la siguiente:

$$y = 10.141x^{-0.716}$$

Es importante mencionar que la longitud empleada para el cálculo de la ecuación presentada consideró la curva correspondiente a 100 km. Por lo que en el análisis se realizó un ajuste de acuerdo con la distancia que presentaba cada fuente emisora con los campos petroleros cercanos.

4.3 Costos de almacenamiento geológico

4.3.1 Introducción

Las tecnologías y el equipo utilizado para el almacenamiento geológico son de uso generalizado en los sectores del petróleo y el gas, por lo que las estimaciones de los costos para esta opción tienen un grado de confianza relativamente alto con respecto a la capacidad de almacenamiento en el margen inferior del potencial técnico. No obstante, hay una escala y una variabilidad de costos significativos debido a factores específicos de cada emplazamiento como el almacenamiento marítimo frente al terrestre, la profundidad del depósito y las características geológicas de la formación de almacenamiento (por ejemplo, la permeabilidad y el espesor de la formación)⁵¹.

4.3.2 Costos nivelados de almacenamiento geológico

Dentro del proceso de almacenamiento geológico se consideran los costos asociados a la inyección de CO₂ en los yacimientos y su monitoreo durante el tiempo que perdure el proyecto.

Generalmente el almacenamiento geológico de CO₂ se combina con la recuperación mejorada de hidrocarburos generando un beneficio económico al producir mayor cantidad de aceite por cada tonelada de CO₂ inyectada.

De acuerdo con información proporcionada en el Workshop de la IEA – SENER⁵² el costo nivelado de la inyección de CO₂ es de 1 dólar por cada tonelada de CO₂ inyectada [USD/tCO₂], costo que se consideró dentro del balance económico del siguiente capítulo.

⁵¹ IPCC 2005. Op. Cit. p.36

⁵² Lacy Tamayo Rodolfo, 2012. CCS in Mexico and associated costs. IEA – SENER Joint Workshop.

5. Costos nivelados de la implementación de CCS + EOR

En el capítulo tres se identificó a los campos potenciales para la aplicación de métodos de recuperación mejorada, basado en características propias del campo. En el capítulo cuatro se detalló sobre los costos de cada una de las etapas del proceso CCS, desde la captura, transporte y almacenamiento.

En este capítulo cinco se realizó un balance económico de las opciones fuente – destino, es decir, fuente industrial – campo de inyección. El análisis tomó en cuenta los costos de captura, transporte, almacenamiento y el beneficio económico derivado de la producción de aceite hidrocarburo.

5.1 Fuentes industriales cercas a los campos potenciales

Identificados ya los campos potenciales a implementación de recuperación mejorada, se ubicaron las posibles fuentes industriales que pudieran abastecer la demanda de CO₂ de dichos campos.

Para ubicar los campos y sus fuentes industriales cercanas, se dividió en dos regiones, la norte y sur, dentro de la región norte se tiene a los campos ubicados en el activo Poza Rica Altamira, en Tamaulipas y norte de Veracruz, en la región sur, se ubicó los campos pertenecientes a los activos ubicados en la parte sur de Veracruz, en Tabasco y Chiapas.

Para el desarrollo de este trabajo de investigación se consideraron las fuentes que emitieran como mínimo 500 mil toneladas de CO₂ anuales y que se ubicaran a no más de 200 kilómetros, analizando la oferta de fuentes en ambas regiones, importantes fuentes emisoras caen sobre estos rangos, con el fin de abaratar los costos de transporte, afectado por el flujo másico transportado y la distancia recorrida.

A continuación, en las Tablas 5.1 y 5.2 se presentan las cantidades de CO₂ que por lugar y fuente son emitidas al medio ambiente, considerando las regiones norte y sur, respectivamente. La cantidad de emisiones de CO₂ se encuentra expresada de manera ascendente en unidades de tonelaje anual, de igual manera se muestra el sector al que pertenece cada fuente seleccionada, así como el estado y municipio del que forman parte.

Fuentes emisoras cercanas a la región norte				
Nombre	Sector	Estado	Municipio	MtCO₂/a
CFE-Central Termoeléctrica "Presidente Adolfo López Mateos"	Generación de energía eléctrica	Veracruz	Tuxpan	7.20
CFE-Central Termoeléctrica "Francisco Pérez Ríos"	Generación de energía eléctrica	Hidalgo	Tula de Allende	4.96
PEMEX-Refinería "Francisco I. Madero"	Petróleo y petroquímica	Tamaulipas	Ciudad Madero	2.14
CFE-Central Termoeléctrica "Altamira"	Generación de energía eléctrica	Tamaulipas	Altamira	1.58
CFE-Central de Ciclo Combinado "Valle de México"	Generación de energía eléctrica	México	Acolman	1.23
CFE-Central Termoeléctrica "Valle de México"	Generación de energía eléctrica	México	Acolman	0.97
Cementos Moctezuma S.A. de C.V.	Cemento y cal	Veracruz	Apazapan	0.92

Tabla 5.1. Fuentes emisoras cercanas a la región norte. (Elaboración propia)

Fuentes emisoras cercanas a la región sur				
Nombre	Sector	Estado	Municipio	MtCO₂/a
PMV Planta Etileno VCM	Petróleo y petroquímica	Veracruz	Coatzacoalcos	3.31
Pemex-Complejo Petroquímico Cangrejera	Petróleo y petroquímica	Veracruz	Coatzacoalcos	2.21
Pemex-Complejo Procesador de Gas Cactus	Petróleo y petroquímica	Chiapas	Reforma	2.01
Pemex-Refinería "Gral. Lázaro Cárdenas"	Petróleo y petroquímica	Veracruz	Minatitlán	1.90
Pemex-Complejo Petroquímico Morelos	Petróleo y petroquímica	Veracruz	Coatzacoalcos	1.69
Pemex-Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	Petróleo y petroquímica	Tabasco	Centro	1.08
Pemex-Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	Petróleo y petroquímica	Tabasco	Macuspana	0.90
Cooperativa "La Cruz Azul", S.C.L.,	Cemento y cal	Oaxaca	El Barrio de la Soledad	0.83
Pemex-Complejo Petroquímico Cosoloacaque	Petróleo y petroquímica	Veracruz	Cosoleacaque	0.77
Cementos Apasco-Holcim México	Cemento y cal	Tabasco	Macuspana	0.56

Tabla 5.2. Fuentes emisoras cercanas a la región sur. (Elaboración propia)

La ubicación de las fuentes cercanas a los campos, tanto de la región norte como la región sur, se esquematizan en las Figuras 5.1 y 5.2, respectivamente, con la finalidad de facilitar la visualización de los posibles proyectos fuente – destino que podrían llegarse a implementar.

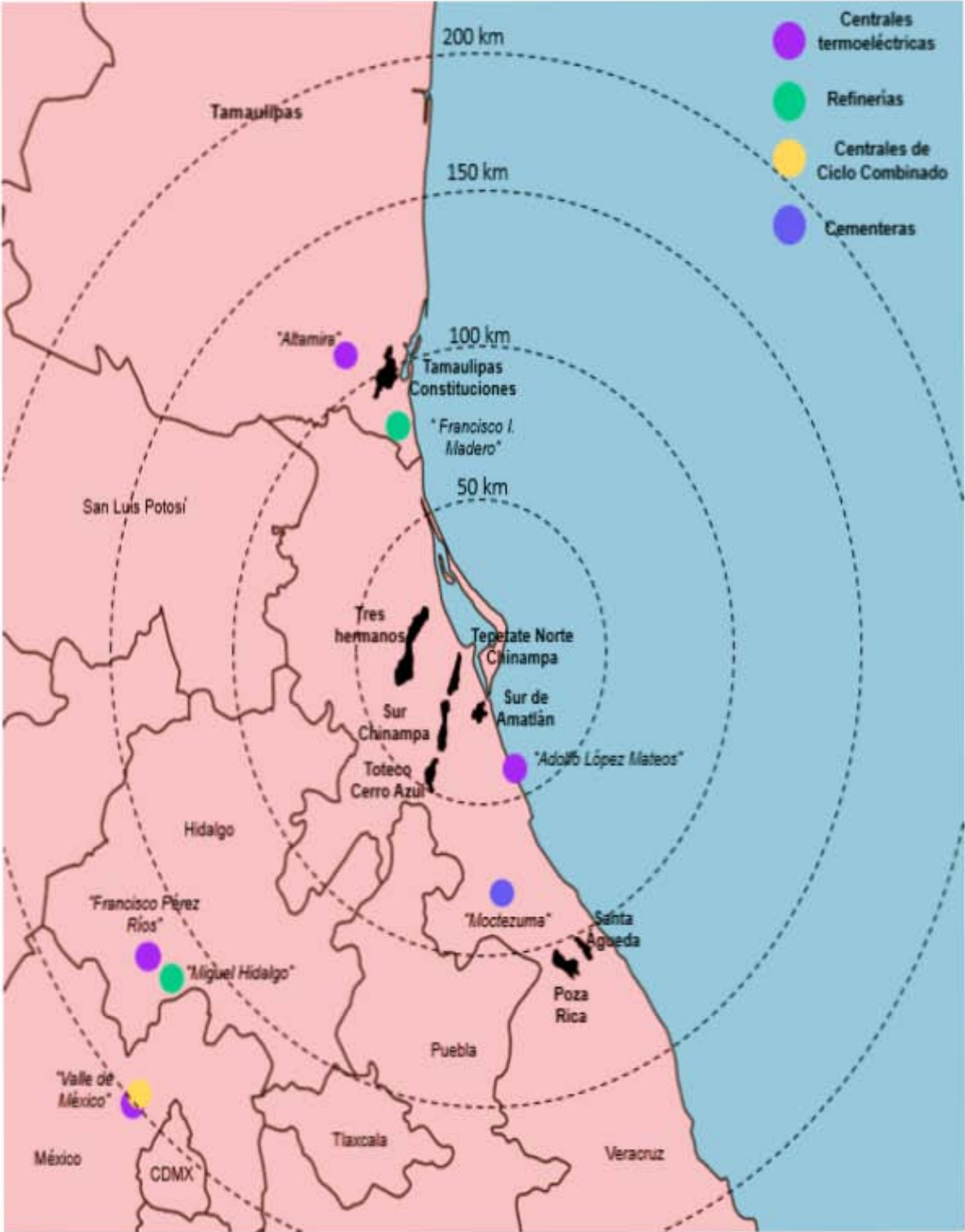


Figura 5.1. Ubicación de las fuentes emisoras cercanas a los campos seleccionados de la región norte (Elaboración propia)

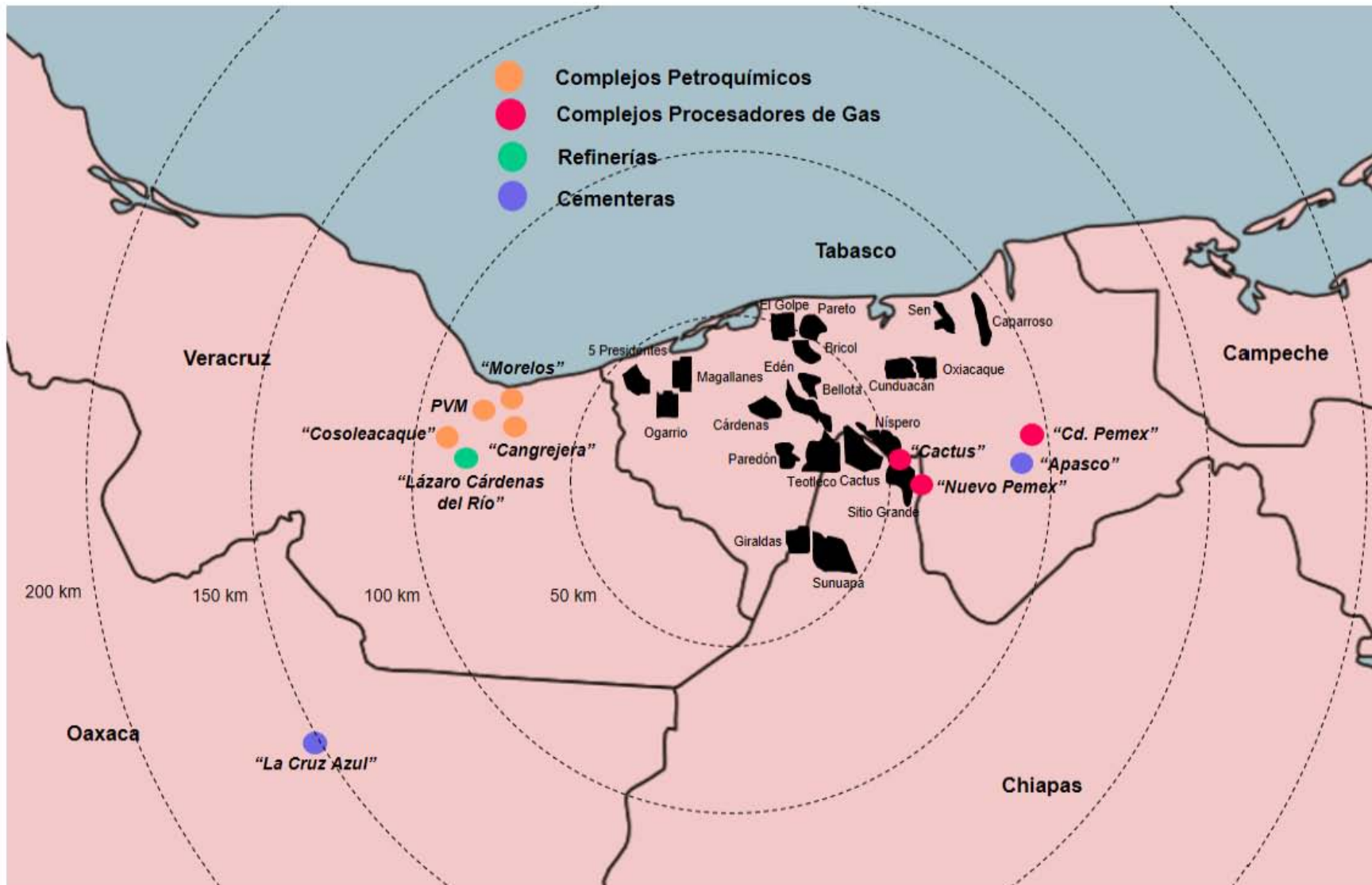


Figura 5.2. Ubicación de las fuentes emisoras cercanas a los campos seleccionados de la región sur (Elaboración propia)

5.2 Volumen de hidrocarburos impactado

No necesariamente cualquier fuente puede administrar cualquier campo, esto está determinado principalmente por el volumen de hidrocarburo impactado de acuerdo con la oferta de CO₂ de cada fuente.

Para esta investigación fue necesario realizar de primera instancia el cálculo del volumen original de hidrocarburos a impactar con la finalidad de conocer los intervalos en los que podría entrar el volumen remanente contenido en los campos seleccionados respecto a las fuentes emisoras.

Por lo que es importante dar a conocer la definición y algunos aspectos importantes a considerarse con referencia al volumen de hidrocarburos a impactar.

5.2.1 Definición

El volumen de hidrocarburos impactado se define como el volumen remanente de hidrocarburos que permite determinar el límite superior e inferior que puede presentarse en los campos petroleros con respecto a una fuente industrial, la oferta de CO₂ impactará a un volumen de hidrocarburos.

Para inferir en el volumen original de aceite (N) susceptible a impactar en cierto horizonte (T) de explotación es necesario considerar la oferta anual de CO₂ (Q_{CO₂}) así como de cada combinación entre los promedios de utilización (FU) y recuperación (FR).

De acuerdo con ingeniería de yacimientos, mediante la siguiente expresión es posible obtenerlo:

$$N = \frac{Q_{CO_2} T}{FU FR}$$

El factor de utilización son los pies cúbicos de CO₂ inyectados necesarios para obtener un barril de petróleo en superficie con unidades de [scf/stb], para la determinación de este factor en la literatura técnica se tienen identificados 27 proyectos análogos de inyección de CO₂, 9 en carbonatos y 18 en areniscas que han sido agrupados según los valores de recuperación y utilización (CO₂ inyectado por barril de aceite producido) que presentaron.

En la Tabla 5.3 se presentan a mayor detalle los proyectos análogos en carbonatos (arriba) y en areniscas (abajo) pudiéndose notar en el primer renglón de las matrices los promedios en grupos de “baja”, “media” y “alta” recuperación; de igual forma en la primera columna de ambas matrices se encuentran los promedios de “alto”, “medio” y “bajo” factor de utilización.

No. Proyectos Análogos

FU \ FR	8	12	19	Suma/FU
16000	1	0	1	2
11000	4	1	0	5
8000	1	0	1	2
Suma FR	6	1	2	9

No. Proyectos Análogos

FU \ FR	8	15	22	Suma/FU
23000	0	1	3	4
15000	0	3	1	4
8000	3	7	0	10
Suma FR	3	11	4	18

Tabla 5.3. Matrices de proyectos análogos en carbonatos y areniscas (Elaboración propia con datos de PEMEX, 2015)

Las Tablas representan el factor de utilización y el factor de recuperación logrado para cada uno de los proyectos, para carbonatos el mayor número de proyectos. En algunos casos se presenta mayor repetición y en otros la combinación nunca se presentó.

5.2.2 Volumen de hidrocarburos de impacto para cada una de las fuentes emisoras

Se calculó el volumen de hidrocarburos impactado para cada una de las fuentes de cada región, se consideró los valores de utilización y recuperación que se presentaron en los proyectos análogos tanto para carbonatos y areniscas, esto con el fin de conocer qué campos contienen un volumen remanente de hidrocarburos mínimo y máximo que pudiera asociarse a una fuente de emisión.

Cabe mencionar que la litología de los campos de la región norte básicamente son carbonatos, mientras que en la región sur se tiene de ambas litologías, carbonatos en los activos Samaria Luna, Bellota Jujo y Macuspana Muspac, mientras que en Cinco Presidentes son areniscas.

Posterior a estos cálculos se estableció qué campos cumplen con los límites superior e inferior del volumen de impacto, con ello se puede garantizar que cualquier factor de utilización o factor de recuperación resulte dentro del intervalo. En las siguientes tablas se presentan los resultados del volumen de hidrocarburos a impactar, así mismo, se seleccionaron los campos que caen dentro de los límites inferior y superior y además se encuentren a una distancia máxima de 200 km.

Para poder comprender mejor la definición y el empleo primordial del volumen de hidrocarburos a impactar se presentarán dos ejemplos que permitirán entenderlos de mejor manera.

Por ejemplo, el volumen de aceite a impactar calculado para la termoeléctrica “Adolfo López Mateos” ubicada en Tuxpan Veracruz, oscila entre 909 y 4,318 millones de barriles [MMBls], el volumen remanente del campo Poza Rica es de 3,378 [MMBls], por lo tanto, se determinó que el campo se encuentra dentro de los límites del intervalo calculado y que contiene el volumen de hidrocarburos suficiente para ser considerado para dicha fuente.

Ahora se mostrará un caso en el que el volumen original a impactar no se encuentre dentro de los límites calculados; para el caso del complejo procesador de gas “Nuevo Pemex” ubicado en el estado de Tabasco el intervalo se encuentra entre 649 y 137 [MMBls], pero el volumen remanente de aceite para el campo Ogarrío es de 785 [MMBls] por lo que se concluye que no entra en el intervalo seleccionado.

Las Tablas 5.4 a 5.13 son de elaboración propia y muestran los datos y los resultados obtenidos de volúmenes y distancias.

Fuentes emisoras		FU = 8000			FU = 11000			FU = 16000		
		N impactado 8%	N impactado 12%	N impactado 19%	N impactado 8%	N impactado 12%	N impactado 19%	N impactado 8%	N impactado 12%	N impactado 19%
Nombre	MtCO ₂									
CFE-Central Termoeléctrica "Presidente Adolfo López Mateos"	7.20	4318.03	2878.68	1818.12	3140.38	2093.59	1322.27	2159.01	1439.34	909.06
CFE-Central Termoeléctrica "Francisco Pérez Ríos"	4.96	2975.65	1983.77	1252.91	2164.11	1442.74	911.20	1487.83	991.88	626.45
PEMEX-Refinería "Francisco I. Madero"	2.14	1283.41	855.61	540.38	933.39	622.26	393.01	641.71	427.80	270.19
CFE-Central Termoeléctrica "Altamira"	1.58	947.97	631.98	399.14	689.43	459.62	290.29	473.98	315.99	199.57
CFE-Central de Ciclo Combinado "Valle de México"	1.23	736.21	490.81	309.98	535.43	356.95	225.44	368.11	245.40	154.99
CFE-Central Termoeléctrica "Valle de México"	0.97	580.25	386.84	244.32	422.00	281.34	177.69	290.13	193.42	122.16
Cementos Moctezuma S.A. de C.V.	0.92	548.90	365.93	231.12	399.20	266.13	168.08	274.45	182.97	115.56

Tabla 5.4. Volumen original de hidrocarburos a impactar por tipo de fuente en el AIPRA

Fuentes emisoras		Poza Rica Altamira								
		Campo	Poza Rica	Tamaulipas Constituciones	Toteco Cerro Azul	Sur Chinampa Nor. Amatl.	Tepetate Nort. Chin.	Sur de Amatlán	Tres Hermanos	Santa Águeda
Nombre	MtCO ₂	Vol.rem. de aceite [MMBIs]								
CFE-Central Termoeléctrica "Presidente Adolfo López Mateos"	7.20	3378	2319	879	504	393	316	283	262	
CFE-Central Termoeléctrica "Francisco Pérez Ríos"	4.96	Distancia de las fuentes a los campos [km]	58	169	-	-	-	-	-	-
PEMEX-Refinería "Francisco I. Madero"	2.14		-	-	48	-	-	-	-	-
CFE-Central Termoeléctrica "Altamira"	1.58		-	-	118	-	97	109	90	-
CFE-Central de Ciclo Combinado "Valle de México"	1.23		-	-	133	122	109	123	107	-
CFE-Central Termoeléctrica "Valle de México"	0.97		-	-	-	-	-	-	-	198
			-	-	-	-	-	-	-	198
Cementos Moctezuma S.A. de C.V.	0.92		-	-	-	-	-	-	-	155

Tabla 5.5. Distancia de las fuentes de emisión a los campos de hidrocarburos del AIPRA

Fuentes emisoras		FU = 8000			FU = 11000			FU = 16000		
		N impactado 8%	N impactado 12%	N impactado 19%	N impactado 8%	N impactado 12%	N impactado 19%	N impactado 8%	N impactado 12%	N impactado 19%
Nombre	MtCO ₂									
PMV Planta Etileno VCM	3.31	1985.84	1323.89	836.14	1444.25	962.83	608.10	992.92	661.95	418.07
Pemex-Complejo Petroquímico Cangrejera	2.21	1323.25	882.17	557.16	962.36	641.58	405.21	661.62	441.08	278.58
Pemex-Complejo Procesador de Gas Cactus	2.01	1202.56	801.71	506.34	874.59	583.06	368.25	601.28	400.85	253.17
Pemex-Refinería "Gral. Lázaro Cárdenas"	1.90	1141.93	761.29	480.81	830.50	553.67	349.68	570.97	380.64	240.41
Pemex-Complejo Petroquímico Morelos	1.69	1011.88	674.59	426.05	735.91	490.61	309.86	505.94	337.29	213.03
Pemex-Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	1.08	648.90	432.60	273.22	471.93	314.62	198.71	324.45	216.30	136.61
Pemex-Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	0.90	540.57	360.38	227.61	393.14	262.10	165.53	270.29	180.19	113.81
Pemex-Complejo Petroquímico Cosoloacaque	0.77	461.79	307.86	194.44	335.85	223.90	141.41	230.89	153.93	97.22
Cementos Apasco-Holcim México	0.56	335.85	223.90	141.41	244.25	162.83	102.84	167.92	111.95	70.70

Tabla 5.6. Volumen original de hidrocarburos a impactar por tipo de fuente en el AIBJ

Fuentes emisoras		Bellota Jujo							
		Campo	Cárdenas	Paredón	Bellota	Bricol	Edén-Jolote	Pareto	El Golpe
Nombre	MtCO ₂								
PMV Planta Etileno VCM	3.31	Vol.rem. [MMBIs]	855	501	419	414	392	246	218
Pemex-Complejo Petroquímico Cangrejera	2.21	Distancia de las fuentes a los campos [km]	100	107	113	-	-	-	-
Pemex-Complejo Procesador de Gas Cactus	2.01		97	104	112	110	111	-	-
Pemex-Refinería "Gral. Lázaro Cárdenas"	1.90		30	22	26	42	18	-	-
Pemex-Complejo Petroquímico Morelos	1.69		115	120	129	130	129	134	-
Pemex-Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	1.08		98	105	112	109	112	113	102
Pemex-Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	0.90		-	30	34	48	28	56	61
Pemex-Complejo Petroquímico Cosoloacaque	0.77		-	97	92	100	90	100	100
Cementos Apasco-Holcim México	0.56		-	-	132	132	132	136	136
			-	-	-	-	-	117	130

Tabla 5.7. Distancia de las fuentes de emisión a los campos de hidrocarburos del AIBJ

Fuentes emisoras		FU = 8000			FU = 11000			FU = 16000		
		N impactado 8%	N impactado 12%	N impactado 19%	N impactado 8%	N impactado 12%	N impactado 19%	N impactado 8%	N impactado 12%	N impactado 19%
Nombre	MtCO ₂									
PMV Planta Etileno VCM	3.31	1985.84	1323.89	836.14	1444.25	962.83	608.10	992.92	661.95	418.07
Pemex-Complejo Petroquímico Cangrejera	2.21	1323.25	882.17	557.16	962.36	641.58	405.21	661.62	441.08	278.58
Pemex-Complejo Procesador de Gas Cactus	2.01	1202.56	801.71	506.34	874.59	583.06	368.25	601.28	400.85	253.17
Pemex-Refinería "Gral. Lázaro Cárdenas"	1.90	1141.93	761.29	480.81	830.50	553.67	349.68	570.97	380.64	240.41
Pemex-Complejo Petroquímico Morelos	1.69	1011.88	674.59	426.05	735.91	490.61	309.86	505.94	337.29	213.03
Pemex-Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	1.08	648.90	432.60	273.22	471.93	314.62	198.71	324.45	216.30	136.61
Pemex-Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	0.90	540.57	360.38	227.61	393.14	262.10	165.53	270.29	180.19	113.81
Pemex-Complejo Petroquímico Cosoloacaque	0.77	461.79	307.86	194.44	335.85	223.90	141.41	230.89	153.93	97.22
Cementos Apasco-Holcim México	0.56	335.85	223.90	141.41	244.25	162.83	102.84	167.92	111.95	70.70

Tabla 5.8. Volumen original de hidrocarburos a impactar por tipo de fuente en el AIMM

Fuentes emisoras		Macuspana Muspac						
		Campo	Sitio Grande	Cactus	Sunuapa	Teotleco	Níspero	Giraldas
Nombre	MtCO ₂	Vol.rem. [MMBIs]						
PMV Planta Etileno VCM	3.31		788	734	378	362	325	290
Pemex-Complejo Petroquímico Cangrejera	2.21	Distancia de las fuentes a los campos [km]	138	131	-	-	-	-
Pemex-Complejo Procesador de Gas Cactus	2.01		135	128	128	116	131	114
Pemex-Refinería "Gral. Lázaro Cárdenas"	1.90		16	4	34	9	6	32
Pemex-Complejo Petroquímico Morelos	1.69		150	144	141	132	148	127
Pemex-Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	1.08		137	130	131	118	133	117
Pemex-Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	0.90		-	-	33	18	5	36
Pemex-Complejo Petroquímico Cosoloacaque	0.77		-	-	88	84	69	98
Cementos Apasco-Holcim México	0.56		-	-	145	136	152	131
			-	-	-	-	73	98

Tabla 5.9. Distancia de las fuentes de emisión a los campos de hidrocarburos en el AIMM

Fuentes emisoras		FU = 8000			FU = 11000			FU = 16000		
Nombre	MtCO ₂	N impactado 8%	N impactado 12%	N impactado 19%	N impactado 8%	N impactado 12%	N impactado 19%	N impactado 8%	N impactado 12%	N impactado 19%
PMV Planta Etileno VCM	3.31	1985.84	1323.89	836.14	1444.25	962.83	608.10	992.92	661.95	418.07
Pemex-Complejo Petroquímico Cangrejera	2.21	1323.25	882.17	557.16	962.36	641.58	405.21	661.62	441.08	278.58
Pemex-Complejo Procesador de Gas Cactus	2.01	1202.56	801.71	506.34	874.59	583.06	368.25	601.28	400.85	253.17
Pemex-Refinería "Gral. Lázaro Cárdenas"	1.90	1141.93	761.29	480.81	830.50	553.67	349.68	570.97	380.64	240.41
Pemex-Complejo Petroquímico Morelos	1.69	1011.88	674.59	426.05	735.91	490.61	309.86	505.94	337.29	213.03

Tabla 5.10. Volumen original de hidrocarburos a impactar por tipo de fuente en el AISL

Fuentes emisoras		Samaria Luna				
Nombre	MtCO ₂	Campo	Cunduacán	Oxiacaque	Sen	Caparroso Pijije Escuintle
PMV Planta Etileno VCM	3.31	Vol.rem. [MMBIs]	1235	1045	952	700
Pemex-Complejo Petroquímico Cangrejera	2.21	Distancia de las fuentes a los campos [km]	136	142	155	169
Pemex-Complejo Procesador de Gas Cactus	2.01		136	139	153	167
Pemex-Refinería "Gral. Lázaro Cárdenas"	1.90		-	25	52	64
Pemex-Complejo Petroquímico Morelos	1.69		-	158	173	187
			-	140	153	167

Tabla 5.11. Distancia de las fuentes de emisión a los campos de hidrocarburos del AISL

Fuentes emisoras		FU = 8000			FU = 15000			FU = 23000		
Nombre	MtCO ₂	N impactado 8%	N impactado 15%	N impactado 22%	N impactado 8%	N impactado 15%	N impactado 22%	N impactado 8%	N impactado 15%	N impactado 22%
PMV Planta Etileno VCM	3.31	1985.84	1059.12	722.12	1059.12	564.86	385.13	690.73	368.39	251.17
Pemex-Complejo Petroquímico Cangrejera	2.21	1323.25	705.73	481.18	705.73	376.39	256.63	460.26	245.47	167.37
Pemex-Complejo Procesador de Gas Cactus	2.01	1202.56	641.36	437.29	641.36	342.06	233.22	418.28	223.08	152.10
Pemex-Refinería "Gral. Lázaro Cárdenas"	1.90	1141.93	609.03	415.25	609.03	324.82	221.47	397.19	211.84	144.43

Tabla 5.12. Volumen original de hidrocarburos a impactar por tipo de fuente en el AICP

Fuentes emisoras		Cinco Presidentes			
Nombre	MtCO ₂	Campo	Magallanes Tucán Pajonal	Ogarrio	Cinco presidentes
PMV Planta Etileno VCM	3.31	Vol.rem. de aceite [MMBls]	839	785	715
Pemex-Complejo Petroquímico Cangrejera	2.21	Distancia de las fuentes a los campos [km]	52	49	41
Pemex-Complejo Procesador de Gas Cactus	2.01		50	46	39
Pemex-Refinería "Gral. Lázaro Cárdenas"	1.90		78	78	92
			70	64	60

Tabla 5.13. Distancia de las fuentes de emisión a los campos de hidrocarburos del AICP

5.3 Costos nivelados CCS + EOR

5.3.1 Introducción

Es sabido que actualmente el mayor reto que atraviesa la tecnología de captura y almacenamiento geológico de CO₂ es el de reducir costos debido a las grandes inversiones que son necesarias para llevar a cabo proyectos de este tipo. Por lo que continuamente se generan grandes esfuerzos basados en la investigación y el desarrollo de esta tecnología con el propósito de minimizarlos mediante la creación de iniciativas.

La IEA considera en su ruta de alternativas la participación de esta tecnología como una posible oportunidad para trabajar en conjunto con otras propuestas y que para el año 2050 se reflejen los cambios por la buena práctica de estas estrategias para detener el incremento del CO₂ en la atmósfera.

En anteriores capítulos se mencionó el interés y la preocupación que el CO₂ genera en algunos científicos a nivel mundial, por ello organismos gubernamentales de diversos países se han dado a la tarea de unir esfuerzos con el propósito de aminorar el ritmo de la acumulación atmosférica del CO₂, dentro del desafío entra la industria petrolera mediante la inyección de CO₂ en el subsuelo realizando operaciones de recuperación mejorada como para almacenamiento geológico en el subsuelo.

Durante la implementación de tecnología de captura y almacenamiento geológico de CO₂ se presentan diversos costos asociados a cada proceso involucrado durante esta tecnología, sin embargo, como se mencionó anteriormente se consideraron los costos nivelados para cada etapa, dado que engloba a todas aquellas actividades a realizar durante cada proceso.

En la Figura 5.3 se observa el diagrama de costos considerados en cada una de las etapas, el CO₂ a inyectar provendrá de diversas fuentes emisoras cercanas a cada campo en estudio, asociando a ello un costo nivelado por la producción obtenida. Posteriormente se podrá adquirir el CO₂ libre de impurezas para transportarlo mediante carboconductos pudiéndole asignar un costo nivelado por este proceso, y finalmente conocer el costo involucrado para la inyección del CO₂ en el sitio donde permanecerá almacenado. De igual manera se obtendrá un beneficio al llevar a cabo esta tecnología que se reflejará en el aumento de la producción de hidrocarburos, con ello permitiendo obtener un ingreso adicional por el incremento de los barriles producidos.

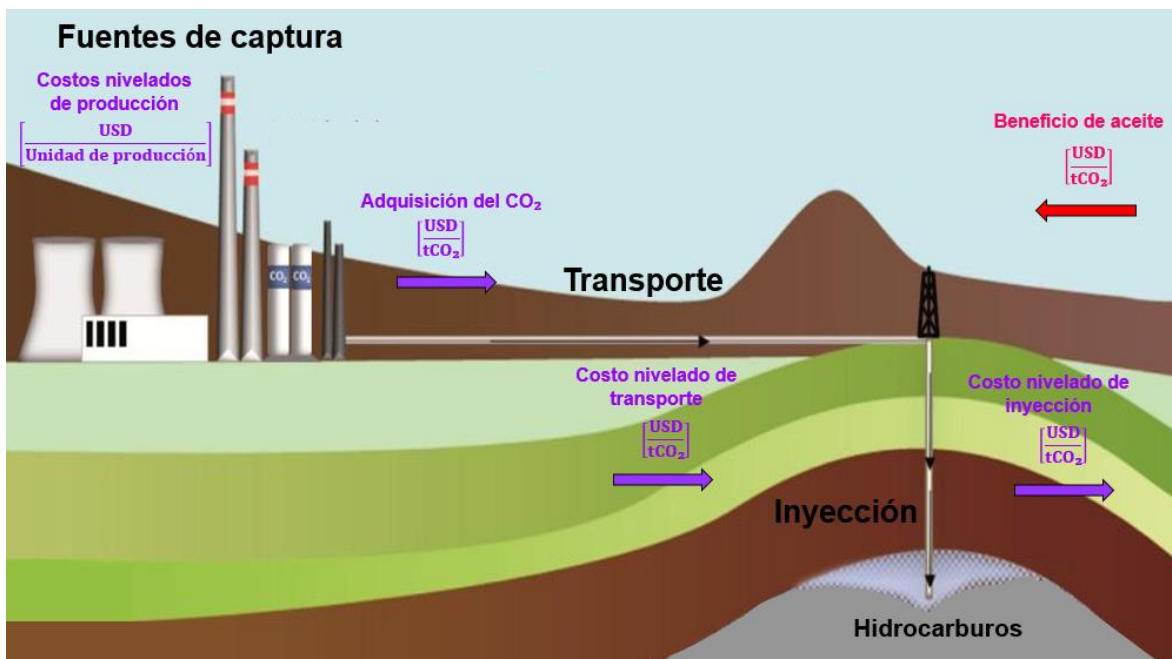


Figura 5.3. Costos asociados a la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ (Elaboración propia con imagen tomada de <http://www.dicyt.com/noticia/comeca-exploracao-do-subsolo-de-hontomin-para-armazenamento-de-co2>)

El trabajo de investigación realizado dio a conocer los costos asociados a los diversos procesos involucrados en la cadena de valor del secuestro de carbono con el propósito de tener un costo estimado por tipo de fuente y campo seleccionado, con el objetivo de determinar las opciones más rentables a implementarse.

Es por lo que en el análisis que a continuación se presenta se consideraron los tres grupos antes mencionados para los valores de utilización reportados en la literatura asociados a cada tipo de fuente y campo seleccionado.

El análisis consideró los posibles pares fuente – destino presentados en las Tablas 5.5, 5.7, 5.9, 5.11 y 5.13 anteriores. Se contemplaron: los costos de captura, presentados en el capítulo cuatro; los costos de transporte con cálculo de la forma mostrada en el capítulo cuatro con el ajuste de las distancias precisas de las fuentes a los destinos; el costo de inyección especificado en el Workshop de la IEA – SENER [1 USD/tCO₂]. El beneficio de aceite producido se estimó para los diferentes factores de utilización reportados, con un beneficio de aceite de 60 [USD/stb]. Cabe mencionar que este análisis no cuantificó externalidades o posibles beneficios para la captura de emisiones y/o almacenamiento de CO₂ en el subsuelo, dado que la regulación en ese tema aún está en desarrollo, sin embargo, esos posibles beneficios reducirían de manera importante los costos asociados a esta tecnología.

En el anexo de esta investigación se presentan los cálculos realizados para cada uno de los posibles pares de fuente – destino.

5.3.2 Mejores opciones fuente – destino

Región Norte

Las opciones más económicas en los campos de la región norte se presentan cuando se emplea un valor de utilización de 8,000 [scf/stb] dado que el beneficio que se obtiene de aplicar EOR es mayor que en los demás factores.

Debido a que diversos campos petroleros pueden ser una opción para implementarse con una misma fuente debido a la oferta de CO₂ y la ubicación que presentan, se consideró el potencial que contienen los campos con la finalidad de mostrar más opciones y no centralizarse en una sola fuente.

Por lo que a continuación se presentan tres opciones fuente – destino considerando los factores de utilización de 8,000, 11,000 y 16,000 [scf/stb]:

- Refinería “Francisco I. Madero” – Toteco Cerro Azul. Empleando los tres valores de utilización, resulta ser de las opciones más rentables por los costos totales nivelados de CCS + EOR obtenidos que son de 98, 58 y 26 [USD/tCO₂] respectivamente.
- Central Termoeléctrica “Adolfo López Mateos” – Poza Rica. Los costos totales nivelados de CCS + EOR obtenidos son de 94, 54 y 22 [USD/tCO₂] respectivamente.
- Central Termoeléctrica “Francisco Pérez Ríos” – Tamaulipas Constituciones. Los costos totales nivelados de CCS + EOR obtenidos son de 91, 52 y 19 [USD/tCO₂] respectivamente.

Región Sur

Para el caso de la región sur de igual forma se consideraron los tres factores de utilización propuestos, en el mismo orden que en la región norte, llegando a la misma conclusión respecto al valor de utilización empleado para un mayor beneficio obtenido aplicando la inyección de CO₂.

Se consideraron todos los activos administrados por la región sur para poder presentar algunas de las mejores opciones “fuente – destino” a implementarse, que son las siguientes:

- Complejo Petroquímico “Cosoloacaque” – Bellota dado que los costos nivelados totales de CCS + EOR obtenidos son de 117, 78 y 45 [USD/tCO₂] para los valores de utilización propuestos respectivamente.

- Complejo Procesador de Gas “Ciudad Pemex” – Teotleco. Los costos nivelados totales de CCS + EOR obtenidos son de 116, 56 y 23 [USD/tCO₂] para los valores de utilización propuestos respectivamente.
- Complejo Procesador de Gas “Cactus” – Cárdenas. Los costos nivelados totales de CCS + EOR obtenidos son de 103, 63 y 31 [USD/tCO₂] para los valores de utilización propuestos respectivamente.
- Complejo Procesador de Gas “Nuevo Pemex” – Paredón. Los costos nivelados totales de CCS + EOR obtenidos son de 102, 62 y 30 [USD/tCO₂] para los valores de utilización propuestos respectivamente.
- PMV Planta de Etileno VCM – Sitio Grande. Los costos nivelados totales de CCS + EOR obtenidos son de 99, 59 y 27 [USD/tCO₂] para los valores de utilización propuestos respectivamente.
- Complejo Petroquímico “Cangrejera” – Cactus. Los costos nivelados totales de CCS + EOR obtenidos son de 97, 58 y 25 [USD/tCO₂] para los valores de utilización propuestos respectivamente.

Respecto al Activo de Cinco Presidentes se aborda de manera independiente dado que los valores de utilización y recuperación fueron distintos dada la litología que presentan (areniscas). Los factores de utilización empleados son de 8,000, 15,000 y 23,000 [scf/stb].

Las opciones fuente – destino consideradas para este activo son:

- PMV Planta de Etileno VCM – Magallanes Tucán Pajonal. Donde los costos nivelados totales de aplicar CCS + EOR son de 102, 35 y 8 [USD/tCO₂] respectivamente.
- Complejo Petroquímico “Cangrejera” – Ogarrio. Donde los costos nivelados totales de aplicar CCS + EOR son de 102, 35 y 8 [USD/tCO₂] respectivamente.
- Refinería “Lázaro Cárdenas” – Cinco Presidentes. Donde los costos nivelados totales de aplicar CCS + EOR son de 101, 34 y 7 [USD/tCO₂] respectivamente.

6. Implementación de la captura y almacenamiento de CO₂ en México

6.1 Avances de implementación de la tecnología de captura y almacenamiento en México

La dependencia de los combustibles fósiles dentro del sector energético en México se proyecta que seguirá existiendo por lo menos a corto y mediano plazo, por lo que en el futuro cercano la implementación de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ en México será indispensable para lograr la mitigación de gases de efecto invernadero derivado de la quema de dichos combustibles en los procesos industriales.

Organismos gubernamentales han estado trabajando en la Ruta Tecnológica de Proyectos de captura y uso del CO₂ (CCUS por sus siglas en inglés), donde se plantea la estrategia a seguir para lograr el despliegue de dicha tecnología. Actualmente se tienen los siguientes adelantos para su implementación:

- Mapa de la ruta tecnológica de proyectos de CCUS.

En 2014 la Secretaría de Energía publicó el Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS, en la cual se plantea la estrategia a seguir para lograr la implementación de esta tecnología en México.

- Posgrado con especialidad en tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂, UNAM – Berkley.

Se incorporó la especialización en sistemas CCUS en maestrías en Ingeniería y Geociencias de la Universidad Nacional Autónoma de México, dicho programa se implementó a partir de agosto del 2017 y está a cargo del Berkeley Energy and Climate Institute (BECI) de la Universidad de California.

- Conformación del Centro Mexicano de CCUS.

El Centro Mexicano de CCUS (CEMCCUS) forma parte de la iniciativa para la conformación de centros especializados en el desarrollo tecnológico de México, alineado a las políticas públicas y compromisos de México en materia de energía, con el fin del aprovechamiento sustentable de la energía e implementar el uso de la tecnología CCUS como actividad clave para la transición energética.

El CEMCCUS se encargará de proponer y desarrollar actividades de investigación e innovación tecnológica en los temas de captura y transporte de CO₂,

almacenamiento geológico, uso del CO₂, monitoreo, regulación, comercialización y divulgación de la tecnología.

- Análisis técnico y de laboratorio de proyecto piloto de recuperación mejorada de hidrocarburos (PEMEX Brillante)

Durante el 2014 y 2015, PEMEX realizó un análisis de los candidatos para realizar proyectos piloto de recuperación mejorada con CO₂, se eligió al Campo Brillante del Activo Cinco Presidentes. El objetivo del proyecto es conocer la respuesta de los campos de hidrocarburos al estímulo de CO₂ con el fin incrementar la producción de aceite y al mismo tiempo realizar el almacenamiento permanente del CO₂ en el subsuelo. El CO₂ será proveído por la planta petroquímica de Cosoleacaque, debido a la pureza de las emisiones no se necesita sistema de separación, por lo cual será transportado al campo ubicado a 70 km de distancia. Durante la vida del proyecto serán inyectadas y almacenadas 32 MMMpc de CO₂.

- Análisis técnico de proyecto de captura de CO₂ en planta de generación (CFE Poza Rica)

En el año 2015, la CFE en conjunto con la SENER y el Banco Mundial, eligió a la Central de Ciclo Combinado Poza Rica, para la implementación del primer proyecto piloto de captura de CO₂ en México. El objetivo del proyecto es determinar la eficiencia de los sistemas de captura post-combustión con aminas para la implementación de proyectos a mayor escala. Se instalará una planta genérica con flexibilidad para probar diferentes tipos de solventes para la captura y separación del CO₂.

- Marco regulatorio (Banco Mundial).

En el año 2015 se publicó el documento denominado: Development of a regulatory framework for carbon capture, utilization and storage in Mexico, con el fin de proveer asistencia técnica en temas de regulación de la captura, transporte, uso y almacenamiento del CO₂ en México.

México actualmente no cuenta con marco regulatorio dentro de las actividades de captura y almacenamiento de CO₂, sin embargo, en el año 2015 el Banco Mundial⁵³

⁵³ World Bank, 2016, Development of a regulatory framework for carbon capture, utilization and storage in Mexico, p:378.

realizó una serie de recomendaciones para permitir el despliegue de actividades de CO₂ en México.

Se recomendó una serie de autoridades reguladoras y técnicas, éstas son las siguientes:

Autoridades ambientales

- Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA)
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)
- Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA)
- Comisión Nacional del Agua (CONAGUA)

Autoridades energéticas

- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)
- Secretaría de Energía (SENER)
- Comisión Reguladora de Energía (CRE)

Cada una de estas autoridades regularan ambiental y técnicamente las actividades de captura, transporte y almacenamiento de CO₂.

Dentro de cada una de las actividades del secuestro de carbono se recomendó lo siguiente:

Captura de CO₂

Dentro de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos en su artículo 5, sección XIX se estableció que la agencia tendrá la atribución de regular las actividades de captura, exploración, extracción, transporte e inyección industrial de bióxido de carbono, que se realizan con el fin de mejorar la producción de hidrocarburos. Así mismo será responsable de regular y monitorear la industria de hidrocarburos en el campo de la seguridad industrial, seguridad operacional y protección del medio ambiente. Establecerá condiciones de protección para realizar la caracterización de los sitios, la gestión de desechos y el control de la contaminación y establecer elementos técnicos para las políticas ambientales y energéticas del país. Para garantizar el cumplimiento con tales disposiciones, también tiene derecho a imponer medidas de seguridad y sanciones.

Por lo cual se recomienda que ASEA regule los aspectos de captura de CO₂ en refinerías o instalaciones petroquímicas o cualquier otra que pertenezca al sector de hidrocarburos. Por ello es necesario fortalecer a dicha institución con la finalidad de que pueda realizar esta regulación.

Está siendo evaluado el marco regulatorio para las actividades de captura de CO₂ en otro tipo de industrias (generación eléctrica, cementeras, siderúrgicas, química etcétera).

Transporte del CO₂

El banco mundial propuso adoptar las regulaciones del transporte de gas natural, la CRE solicitaría las autorizaciones de transporte de CO₂ similares a las de transporte de gas natural, de acuerdo con las características en cuanto a volumen y temperatura del CO₂, permitidas para el transporte en tuberías.

Almacenamiento de CO₂

Actualmente no se tiene un marco regulatorio para el almacenamiento del CO₂ en el subsuelo a largo plazo, las recomendaciones llevadas a cabo por el Banco Mundial destacan las siguientes dos:

1. Podría realizarse una mezcla de CO₂ con cualquier otro material o sustancia peligrosa (independientemente de la cantidad de residuos peligrosos incluidos en la mezcla), esto convertiría a la mezcla en un residuo peligroso y por consiguiente quedaría sujeto a la regulación sobre desechos peligrosos, lo cual permitiría la inyección y el almacenamiento del CO₂ en el subsuelo bajo el marco regulatorio de residuos peligrosos.
2. De otra forma, se sugiere incluir un capítulo de las actividades de almacenamiento de CO₂ dentro de la Ley general de equilibrio ecológico y protección al ambiente (LGEEPA), con ello permitir el almacenamiento permanente del CO₂ en el subsuelo.

Existen estrategias a mediano y largo plazos que aún no se han llevado a cabo o están en desarrollo, particularmente en temas de marco regulatorio, divulgación de la tecnología, ejecución de los proyectos piloto, planeación de proyectos demostrativos y su futura implementación comercial.

En los siguientes subtemas se proponen algunas estrategias que podrían considerarse en dicha ruta tecnológica.

6.2. Propuestas a la Ruta Tecnológica de CCUS.

6.2.1 Plantas de generación cercanas a los campos de hidrocarburos

Las plantas de generación eléctrica son las fuentes industriales con mayor volumen de emisiones, debido a la quema de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica. En el análisis realizado en capítulos anteriores resultó que muchas de estas fuentes se encuentran alejadas de la zona de explotación de hidrocarburos con excepción de la planta termoeléctrica de Tuxpan y la de Altamira, y con ausencia de plantas en la zona del sureste de México.

Ante la transición de plantas de combustóleo a plantas de ciclo combinado, en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018 – 2032, se tienen estimada una capacidad adicional de 28,062 MW en 48 proyectos de centrales de ciclo combinado, con la instalación de nuevas plantas o aumento de la capacidad de algunas ya instaladas. Dentro de la zona de explotación de hidrocarburos sólo se tienen contemplado dos proyectos en el estado de Veracruz, Poza Rica con una capacidad bruta de 1,000 MW para el año 2023, y 1,100 MW para el año 2026, y un proyecto en Tabasco con una capacidad de 696 MW para el año 2028.



Figura 6.1 Capacidad adicional en centrales de ciclo combinado 2018 – 2032 (PRODESEN, 2018)

Si se desea implementar a gran escala esta tecnología en México es necesaria la implementación de más plantas de generación eléctrica ciclo combinado, en la parte Norte y Sur de Veracruz así como el estado de Tabasco donde se encuentran los principales campos maduros y con grandes reservas de hidrocarburos remanentes, esto con el fin de implementar proyectos de captura de CO₂ y recuperación mejorada, disminuyendo las emisiones de las plantas de generación y a su vez tener la oferta de CO₂ cercana a los puntos de inyección, ya que actualmente expandir esta tecnología sería insuficiente la oferta de CO₂ interna, lo que llevaría a transportar el CO₂ de zonas más alejadas, y con ello mayores costos de implementación.

6.2.2 Plantas CCS Ready

Para la implementación de tecnología de captura de CO₂ será necesaria una reconfiguración importante, la cual conllevará costos de inversión importantes, que se verán reflejados en los costos de producción. Es por ello, que en forma oportuna deberá surgir una política pública que regule el que las nuevas instalaciones, principalmente las plantas de generación estén listas para adaptarse a un esquema de captura. Este concepto se llama CCS Ready y aunque implica una inversión inicial importante, conlleva costos mucho menores a otras industrias que tendrían que llevar una reconfiguración para la implementación de captura de sus emisiones.

6.2.3 Construcción de red de carboconductos nacional

En México existe gran cantidad de fuentes con grandes volúmenes de emisión, muchas de estas fuentes se encuentran alejadas de las zonas de explotación de hidrocarburos, disminuir las emisiones de CO₂ de las principales fuentes emisoras como son las plantas carboeléctricas, las termoeléctricas, las plantas siderúrgicas y cementeras, las cuales se encuentran alejadas de las zonas de explotación de hidrocarburos, tendrá que llevarse un plan de construcción de red de carboconductos nacional, esto con el fin de transportar las emisiones de distintas industrias que se encuentren alejadas de los puntos de inyección, a pesar de la lejanía con los campos de inyección, una red de carboconductos haría rentable el transporte de CO₂ desde un punto de emisión lejano a uno de inyección, así como el desarrollo a gran escala de este tipo de proyectos. Se deberá llevar a cabo un análisis técnico – económico que permita desarrollar dicha red de ductos de carbono que hagan su construcción lo más eficiente y rentable posible.

6.2.4 Proyectos futuros para la implementación de tecnología CCS como método de recuperación mejorada

6.2.4.1 Campos marinos

Históricamente, la producción mexicana de aceite ha provenido de los campos super – gigantes de los activos Cantarell y Ku Maloob Zaap. Cantarell alcanzó en el año 2004 una producción de más de dos millones de barriles diarios y Ku Maloob Zaap alcanzó su pico de producción en el año 2014 con cerca de 870,000 barriles diarios. Actualmente, campos tanto de Cantarell como de Ku Maloob Zaap han de declinado de manera importante su producción, esto derivado a la pérdida de energía natural de los yacimientos. Actualmente se han implementado métodos de recuperación secundaria en el campo Akal, mediante la inyección de N₂ para el mantenimiento de presión, sin embargo, la producción ha venido declinado de manera importante, en el activo Ku Maloob Zaap se ha dado mantenimiento de presión con la inyección de CO₂ en los yacimientos del cretácico, con ello se ha logrado el mantenimiento de la producción de los campos Maloob y Zaap, sin embargo, en el campo Ku se tiene una clara caída en la producción debido a la pérdida de presión.

Ambos activos aún contienen grandes volúmenes de hidrocarburos remanentes, por lo cual podría pensarse en la inyección de CO₂ de manera miscible o inmisible, según sea el caso, en combinación con la inyección de N₂ o en su caso la sustitución del N₂ por CO₂ de acuerdo con las condiciones de roca y fluidos de los yacimientos, cambiando las propiedades de los hidrocarburos o como mantenimiento de presión, con el fin de aumentar la recuperación de hidrocarburos.

Actualmente, no se tienen proyectos de inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada en estos campos, principalmente la indisponibilidad del CO₂, así como la falta de pruebas piloto en la inyección de CO₂ en estos campos.

Dentro de las recomendaciones de la Secretaria de Energía a PEMEX se contempla la inyección de CO₂ en campos de estos activos. Sin embargo, para llevar a cabo estos proyectos se debe tener la disponibilidad del CO₂. Las fuentes cercanas a los activos son la refinería General Lázaro Cárdenas, los complejos petroquímicos de Cosolecaque, Morelos y Cangrejera, los complejos procesadores de gas Cactus, Nuevo Pemex y Ciudad Pemex, así como la planta de compresión Atasta. En la siguiente Figura 6.2 se muestra las fuentes de emisión cercanas y su posible contribución a los campos de Cantarell y KMZ.



Figura 6.2 Posible carbonoducto para el transporte de CO₂ a los campos de los activos Cantarell y KMZ (Elaboración propia)

Estas fuentes abastecerían la demanda de CO₂ de los campos de Cantarell y KMZ, la lejanía sería inconveniente económico en el transporte del CO₂, sin embargo, la propuesta de un carbonoducto hasta la inyección en los campos marinos podría reducir los costos de transporte por los volúmenes de gas que transportaría. Así mismo, los volúmenes recuperados de hidrocarburos podrían hacer factible la propuesta.

6.2.4.2 Campos de Chicontepec

El activo Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec) contiene el depósito de hidrocarburos más grande del país, contando con un sinnúmero de yacimientos de aceite con gas disuelto en depósitos areno arcillosos de muy baja permeabilidad. Este depósito cuenta con un volumen superior de 80 mil millones de barriles de crudo, superior a los 25 mil millones del Activo Cantarell y los 35 mil millones del Activo Ku Maloob Zaap, es decir, Chicontepec es más grande que la suma de los dos campos super gigantes. La mayoría de sus yacimientos se encuentran a una presión muy cercana de la presión de burbuja (con una ligera caída de presión provocada por unas semanas de producción, el gas disuelto se libera y empieza a fluir hacia los pozos, dejando gran parte del aceite detrás) y con ello se produce el gas en vez del aceite. Es claro que la aplicación de métodos de recuperación en etapas tempranas es indispensable para el mantenimiento de presión.

De acuerdo con los análisis realizados en laboratorio, los campos de Chicontepec parecen ser buenos candidatos para la inyección de gas CO₂ y en algunos casos agua alternada con gas (WAG, por sus siglas en inglés). Establecer un programa de mantenimiento de presión para los campos es indispensable, ya que como se mencionó anteriormente, de otra forma se tendrá que lidiar con el problema de manejo de gas por la alta relación gas – aceite.

La explotación de Chicontepec tomará varias décadas y los esfuerzos conjuntos de varias empresas operadoras probando diferentes proyectos tecnológicos, en los cuales la inyección de CO₂ parece ser indispensable con la combinación de varios métodos de EOR.

Abastecer la demanda de CO₂ para los campos del Activo Terciario del Golfo será todo un reto para la industria energética, dado que el futuro de la producción de hidrocarburos recae en gran manera de este activo.

6.3 Retos para la implementación de la tecnología de CCS en México

La implementación de la tecnología de captura y secuestro de CO₂ en México tendrá una serie de retos, que se describen enseguida.

- Divulgación de la implementación de la tecnología

Debe realizarse la divulgación a la sociedad de la implementación de proyectos de captura y almacenamiento de CO₂ en México, pasar por alto este punto podría dificultar la adopción de la tecnología en el país.

- Mecanismos de financiamiento internacionales, así como un análisis a los mercados de carbono.

Analizar a corto, mediano y largo plazo las relaciones que imperarán en México y el mundo, tanto de los precios de reducción de emisiones de CO₂, como de las penalizaciones por su emisión a la atmósfera. La intervención de organismos internacionales para asistencia económica y técnica, para la implementación de los primeros proyectos de captura, transporte y almacenamiento de CO₂, provenientes de países donde la tecnología ya esté desarrollada. Actualmente, México ya es asistido técnica y financieramente por el Banco Mundial.

Reducción de los costos de la tecnología

Actualmente, los costos de esta tecnología, particularmente la de captura, son elevados, siendo uno de los principales inconvenientes para su implementación. Sin embargo, se espera que a corto o mediano plazo estos costos se reduzcan debido a los avances científicos y tecnológicos que se están desarrollando a nivel mundial, así como los desarrollos tecnológicos desarrollados en México. En el caso del transporte, aunque considera un porcentaje menor en los costos a comparación de la etapa de captura, estos podrían reducirse masificando los esquemas de transporte con la construcción de una red de carboconductos nacional.

Conclusiones

Se ha presentado un incremento exponencial en la concentración de GEI en la atmósfera desde el comienzo de las actividades industriales, esto ha producido consecuencias severas al medio ambiente, la mayor amenaza está relacionado con el cambio climático.

El 94% de las emisiones globales son producidas por quince países industrializados, donde figuran China y Estados Unidos con el 60% de éstas, además de México contribuyendo con el 1.5%. Estas 15 naciones deberán realizar esfuerzos con el fin de reducir las emisiones de GEI a la atmósfera.

Actualmente las emisiones de GEI son producidas del uso intensivo de los combustibles fósiles derivadas de la demanda energética global que se tiene hoy en día. Su utilización permanecerá por mucho tiempo dado que no ha sido desarrollada ninguna tecnología hasta el momento que permita eliminar la dependencia a corto y mediano plazo.

La IEA propone una alternativa indispensable para descarbonizar, en cierta forma, las emisiones provenientes del uso de combustibles fósiles en el sector energético, llevando a cabo la captura y secuestro del CO₂ proveniente de los procesos de combustión.

Esta no es una tecnología nueva ya que a nivel mundial ha sido utilizada desde los años sesenta y los proyectos que han sido desarrollados lo han hecho de manera exitosa por lo que se cuenta con experiencia a nivel global con respecto a su empleo principalmente en Estados Unidos y Canadá, aunque su implementación ha sido en países desarrollados, existen esfuerzos para que su aplicación sea a nivel global.

México ha integrado esfuerzos en la investigación y desarrollo del CCS, sin embargo, aún todo está en vías de desarrollo, por cual en esta investigación se hace una identificación y caracterización de las posibles estrategias a seguir para su implementación evaluando posibles opciones de captura e inyección de CO₂.

Se llegó a la conclusión de que la principal limitación de la implementación de esta tecnología es su alto costo en los procesos involucrados durante toda su cadena productiva, no obstante, aplicarla conjuntamente con la inyección de CO₂ como un método de recuperación mejorada de hidrocarburos hace económicamente factible su implementación, por ello en México se considera que la única opción viable a corto y mediano plazo es implementar CCS + EOR. La comparación entre CCS y CCS+EOR se vería reflejada en el beneficio económico obtenido en el segundo caso, dado que aplicando únicamente la técnica de CCS se permitiría almacenar geológicamente el CO₂, sin ninguna retribución económica aparente, sin embargo,

se puede pensar en el desarrollo de incentivos gubernamentales derivados de la reducción de GEI al ambiente, lo cual podría aplicarse a ambas técnicas.

La recuperación mejorada de hidrocarburos utilizando la inyección de CO₂ resulta tener una ventaja económica adicional que otros métodos de EOR utilizados en México, aplicar este proceso no daña la formación geológica y a su vez no altera el poder calorífico del gas natural como en el caso de la inyección de nitrógeno en los campos petroleros. Además de mencionar que la separación de CO₂ con el CH₄ es técnicamente más sencilla y económica que la del nitrógeno con el metano.

El trabajo de investigación se enfocó en analizar la viabilidad económica de la implementación de este tipo de proyectos en México, basado en todos los costos y posibles beneficios asociados a CCS + EOR, dando como resultado una variedad de oportunidades para llevar a cabo este tipo de proyectos.

Comparar costos nivelados totales permitió conocer las opciones más económicas ya sea por el tipo de fuente, la pureza de las emisiones, la distancia a los puntos de inyección, los flujos de inyección, entre otros factores, donde se resaltan campos maduros con grandes volúmenes remanentes de hidrocarburos. A los cuales se podrá acceder solamente aplicando métodos de EOR como la propuesta en esta investigación relacionada con la inyección de CO₂. Para ello es necesario realizar un análisis laboratorio que permita conocer la viabilidad de aplicar este método de recuperación mejorada en los campos seleccionados, además, de determinar el modo de inyección de forma miscible o inmisible.

Se están desarrollando proyectos piloto de captura y de inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada, sin embargo, el objetivo a largo plazo es su implementación a una gran escala comercial, por lo cual en la investigación se realizaron posible propuesta para el aprovechamiento de esta tecnología a mediano y largo plazo.

El agotamiento en los campos marinos principalmente KMZ y Cantarell requieren de estrategias de producción diferentes a la actuales para extraer grandes volúmenes remanentes disponibles hoy en día, una de las más viables es la inyección de CO₂ dada las condiciones petrofísicas y de fluido que presenten los campos.

Gran porcentaje de la producción futura en México provendrá de recursos no convencionales ubicados principalmente en la zona de Chicontepec, sin embargo, dadas las características geológicas de estos yacimientos no es posible explotar de manera eficiente estos campos con métodos de explotación convencionales, se requiere de tecnologías innovadoras que permitan su explotación, entre ellas se encuentra la inyección de CO₂.

Deben llevarse a cabo esfuerzos importantes en la implementación de CCS + EOR en campos terrestres, marinos y áreas no convencionales como Chicontepec, dado que la producción nacional recaerá a corto y mediano plazo en este tipo de recursos, por lo que se considera que debe existir una red de carboconductos que permita el transporte del CO₂ hacia los campos petroleros en gran parte del territorio nacional.

Los resultados expuestos en esta investigación exponen la factibilidad de la implementación de CCS + EOR en México, concluyendo que tanto empresas públicas como privadas deberán asumir el reto de adoptar esta tecnología lo más pronto posible, así como la participación de la sociedad en general.

Actualmente en México no existe una regulación implementada sobre las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂, por ello el Banco Mundial recomendó una serie de autoridades para encargarse de desarrollar este marco regulatorio, tomando en cuenta aspectos ambientales y sociales por encima de otros como los financieros.

La captura y almacenamiento de CO₂ como toda tecnología aplicada al sector energético tiene ciertos riesgos, tanto ambientales como sociales, desde probables fugas en tuberías, contaminación de acuíferos, fugas geológicas, así como posibles afectaciones en asentamientos sociales, por lo que es de suma importancia que esta regulación priorice la mitigación y/o eliminación de estos posibles riesgos, con el fin de cumplir el derecho a un medio ambiente sano, de lo contrario permitir la aplicación del principio precautorio internacional ante posibles riesgos ambientales.

Anexo

Costos nivelados totales para cada una de las combinaciones disponibles (fuente – destino)

Activo	Fuente - Destino	Costo Nivelado Adquisición [USD/tCO ₂]	Costo Nivelado de Transporte [USD/tCO ₂]	Costo Nivelado de Inyección [USD/tCO ₂]	EOR [USD/tCO ₂] (FU=8000)	Costo Total Nivelado CCS + EOR (FU= 8000)	EOR [USD/tCO ₂] (FU=11000)	Costo Total Nivelado CCS + EOR (FU= 11000)	EOR [USD/tCO ₂] (FU=16000)	Costo Total Nivelado CCS + EOR (FU= 16000)
Poza Rica Altamira	CT "Adolfo López Mateos" - Poza Rica	-48	-1	-1	144	94	105	54	72	22
	CT "Adolfo López Mateos" - Tamaulipas Constituciones	-48	-4	-1	144	91	105	52	72	19
	CT "Francisco Pérez Ríos" - Toteco Cerro Azul	-48	-2	-1	144	93	105	54	72	21
	RF "Francisco I. Madero" - Toteco Cerro Azul	-38	-7	-1	144	98	105	58	72	26
	CT "Altamira" - Toteco Cerro Azul	-48	-10	-1	144	85	105	46	72	13
	CT "Altamira" - Sur Chinampa Norte de Amatlán	-48	-9	-1	144	86	105	47	72	14
	RF "Francisco I. Madero" - Tepetate Norte Chinampa	-38	-6	-1	144	99	105	60	72	27
	CT "Altamira" - Tepetate Norte Chinampa	-48	-8	-1	144	87	105	48	72	15
	RF "Francisco I. Madero" - Sur de Amatlán	-38	-6	-1	144	98	105	59	72	26
	CT "Altamira" - Sur de Amatlán	-48	-9	-1	144	86	105	47	72	14
	RF "Francisco I. Madero" - Tres Hermanos	-38	-5	-1	144	99	105	60	72	27
	CT "Altamira" - Tres Hermanos	-48	-8	-1	144	87	105	48	72	15
	CC "Valle de México" - Santa Águeda	-70	-17	-1	144	56	105	17	72	-16
CT "Valle de México" - Santa Águeda	-48	-21	-1	144	74	105	35	72	2	
Cementos Moctezuma Apazapan - Santa Águeda	-83	-17	-1	144	43	105	4	72	-29	

Activo	Fuente - Destino	Costo Nivelado Adquisición [USD/rCO ₂]	Costo Nivelado de Transporte [USD/rCO ₂]	Costo Nivelado de Inyección [USD/rCO ₂]	EOR [USD/rCO ₂ (FU=8000)]	Costo Total Nivelado CCS + EOR (FU=8000)	EOR [USD/rCO ₂ (FU=11000)]	Costo Total Nivelado CCS + EOR (FU=11000)	EOR [USD/rCO ₂ (FU=16000)]	Costo Total Nivelado CCS + EOR (FU=16000)
	PMV Planta Etileno VCM - Cárdenas	-38	-4	-1	144	100	105	61	72	28
	CP "Cangrejera" - Cárdenas	-38	-6	-1	144	99	105	60	72	27
	CPG "Cactus" - Cárdenas	-38	-2	-1	144	103	105	63	72	31
	RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Cárdenas	-38	-7	-1	144	98	105	58	72	25
	CP "Morelos" - Cárdenas	-38	-7	-1	144	98	105	58	72	25
	PMV Planta Etileno VCM - Paredón	-38	-5	-1	144	100	105	61	72	28
	CP "Cangrejera" - Paredón	-38	-6	-1	144	99	105	59	72	27
	CPG "Cactus" - Paredón	-38	-1	-1	144	103	105	64	72	31
	RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Paredón	-38	-8	-1	144	97	105	58	72	25
	CP "Morelos" - Paredón	-38	-7	-1	144	97	105	58	72	25
	CPG "Nuevo Pemex" - Paredón	-38	-3	-1	144	102	105	62	72	30
	CPG "Ciudad Pemex" - Paredón	-38	-11	-1	144	94	105	55	72	22
	PMV Planta Etileno VCM - Bellota	-38	-5	-1	144	100	105	60	72	28
	CP "Cangrejera" - Bellota	-38	-6	-1	144	98	105	59	72	26
	CPG "Cactus" - Bellota	-38	-2	-1	144	103	105	64	72	31
	RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Bellota	-38	-8	-1	144	96	105	57	72	24
	CP "Morelos" - Bellota	-38	-8	-1	144	96	105	57	72	24
	CPG "Nuevo Pemex" - Bellota	-38	-3	-1	144	97	105	57	72	25
	CPG "Ciudad Pemex" - Bellota	-38	-10	-1	144	95	105	55	72	23
	CP "Cosolocaque" - Bellota	-10	-16	-1	144	117	105	78	72	45
	CP "Cangrejera" - Bricol	-38	-6	-1	144	98	105	59	72	26
	CPG "Cactus" - Bricol	-38	-3	-1	144	102	105	63	72	30
	RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Bricol	-38	-8	-1	144	96	105	57	72	24
	CP "Morelos" - Bricol	-38	-8	-1	144	97	105	58	72	25
	CPG "Nuevo Pemex" - Bricol	-38	-5	-1	144	100	105	61	72	28
	CPG "Ciudad Pemex" - Bricol	-38	-11	-1	144	94	105	54	72	22
	CP "Cosolocaque" - Bricol	-10	-16	-1	144	117	105	78	72	45
	CP "Cangrejera" - Edén Jolote	-38	-6	-1	144	98	105	59	72	26
	CPG "Cactus" - Edén Jolote	-38	-1	-1	144	103	105	64	72	31
	RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Edén Jolote	-38	-8	-1	144	96	105	57	72	24
	CP "Morelos" - Edén Jolote	-38	-8	-1	144	97	105	57	72	25
	CPG "Nuevo Pemex" - Edén Jolote	-38	-3	-1	144	102	105	63	72	30
	CPG "Ciudad Pemex" - Edén Jolote	-38	-10	-1	144	95	105	55	72	23
	CP "Cosolocaque" - Edén Jolote	-10	-16	-1	144	117	105	78	72	45
	RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Paretto	-38	-9	-1	144	96	105	57	72	24
	CP "Morelos" - Paretto	-38	-8	-1	144	97	105	57	72	25
	CPG "Nuevo Pemex" - Paretto	-38	-5	-1	144	99	105	60	72	27
	CPG "Ciudad Pemex" - Paretto	-38	-11	-1	144	94	105	54	72	22
	CP "Cosolocaque" - Paretto	-10	-17	-1	144	117	105	77	72	45
	Cementos Apasco - Paretto	-83	-18	-1	144	42	105	3	72	-30
	CP "Morelos" - El Golpe	-38	-7	-1	144	97	105	58	72	25
	CPG "Nuevo Pemex" - El Golpe	-38	-6	-1	144	99	105	59	72	27
	CPG "Ciudad Pemex" - El Golpe	-38	-11	-1	144	94	105	54	72	22
	CP "Cosolocaque" - El Golpe	-10	-17	-1	144	117	105	77	72	45
	Cementos Apasco - El Golpe	-83	-20	-1	144	40	105	1	72	-32

Bellota Jujo

Activo	Fuente - Destino	Costo Nivelado Adquisición [USD/tCO ₂]	Costo Nivelado de Transporte [USD/tCO ₂]	Costo Nivelado de Inyección [USD/tCO ₂]	EOR [USD/tCO ₂ (FU=8000)]	Costo Total Nivelado CCS + EOR (FU=8000)	EOR [USD/tCO ₂ (FU=11000)]	Costo Total Nivelado CCS + EOR (FU=11000)	EOR [USD/tCO ₂ (FU=16000)]	Costo Total Nivelado CCS + EOR (FU=16000)
	PIVY Planta Etileno VCM - Sitio Grande	-38	-6	-1	144	99	105	59	72	27
	CP "Cangrejera" - Sitio Grande	-38	-8	-1	144	97	105	53	72	25
	CPG "Cactus" - Sitio Grande	-38	-1	-1	144	104	105	64	72	32
	RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Sitio Grande	-38	-10	-1	144	95	105	58	72	23
	CP "Morelos" - Sitio Grande	-38	-10	-1	144	95	105	58	72	23
	PIVY Planta Etileno VCM - Cactus	-38	-6	-1	144	99	105	60	72	27
	CP "Cangrejera" - Cactus	-38	-7	-1	144	97	105	53	72	25
	CPG "Cactus" - Cactus	-38	0	-1	144	104	105	65	72	32
	RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Cactus	-38	-9	-1	144	95	105	58	72	23
	CP "Morelos" - Cactus	-38	-9	-1	144	95	105	58	72	23
	CP "Cangrejera" - Sunuapa	-38	-7	-1	144	97	105	53	72	25
	CPG "Cactus" - Sunuapa	-38	-2	-1	144	102	105	63	72	30
	RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Sunuapa	-38	-9	-1	144	96	105	55	72	24
	CP "Morelos" - Sunuapa	-38	-9	-1	144	95	105	55	72	23
	CPG "Nuevo Pemex" - Sunuapa	-38	-3	-1	144	101	105	62	72	29
	CPG "Ciudad Pemex" - Sunuapa	-38	-10	-1	144	95	105	55	72	23
	CP "Cosolocaque" - Sunuapa	-10	-18	-1	144	116	105	75	72	44
	CP "Cangrejera" - Teotileco	-38	-7	-1	144	98	105	59	72	26
	CPG "Cactus" - Teotileco	-38	-1	-1	144	104	105	65	72	32
	RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Teotileco	-38	-8	-1	144	96	105	57	72	24
	CP "Morelos" - Teotileco	-38	-8	-1	144	96	105	57	72	24
	CPG "Nuevo Pemex" - Teotileco	-38	-2	-1	144	103	105	64	72	31
	CPG "Ciudad Pemex" - Teotileco	-38	-9	-1	144	116	105	58	72	23
	CP "Cosolocaque" - Teotileco	-10	-17	-1	144	117	105	77	72	45
	CP "Cangrejera" - Nispero	-38	-8	-1	144	97	105	53	72	25
	CPG "Cactus" - Nispero	-38	0	-1	144	104	105	65	72	32
	RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Nispero	-38	-9	-1	144	95	105	58	72	23
	CP "Morelos" - Nispero	-38	-9	-1	144	95	105	58	72	23
	CPG "Nuevo Pemex" - Nispero	-38	0	-1	144	104	105	65	72	32
	CPG "Ciudad Pemex" - Nispero	-38	-8	-1	144	97	105	53	72	25
	CP "Cosolocaque" - Nispero	-10	-19	-1	144	115	105	75	72	43
	Cementos Apasco - Nispero	-83	-11	-1	144	49	105	9	72	-23
	CP "Cangrejera" - Giralda	-38	-7	-1	144	98	105	59	72	26
	CPG "Cactus" - Giralda	-38	-2	-1	144	103	105	63	72	31
	RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Giralda	-38	-8	-1	144	96	105	57	72	24
	CP "Morelos" - Giralda	-38	-8	-1	144	96	105	57	72	24
	CPG "Nuevo Pemex" - Giralda	-38	-3	-1	144	101	105	62	72	29
	CPG "Ciudad Pemex" - Giralda	-38	-11	-1	144	94	105	55	72	22
	CP "Cosolocaque" - Giralda	-10	-16	-1	144	117	105	73	72	45
	Cementos Apasco - Giralda	-83	-15	-1	144	45	105	5	72	-27

Macspana Muspac

Activo	Fuente - Destino	Costo Nivelado Adquisición [USD/tCO ₂]	Costo Nivelado de Transporte [USD/tCO ₂]	Costo Nivelado de Inyección [USD/tCO ₂]	EOR [USD/tCO ₂] (FU=8000)	Costo Total Nivelado CCS + EOR (FU= 8000)	EOR [USD/tCO ₂] (FU=11000)	Costo Total Nivelado CCS + EOR (FU= 11000)	EOR [USD/tCO ₂] (FU=16000)	Costo Total Nivelado CCS + EOR (FU= 16000)
Samaria Luna	PMV Planta Etileno VCM - Cunduacán	-38	-6	-1	144	99	105	59	72	27
	CP "Cangrejera" - Cunduacán	-38	-8	-1	144	97	105	57	72	25
	PMV Planta Etileno VCM - Oxiacaque	-38	-6	-1	144	98	105	59	72	26
	CP "Cangrejera" - Oxiacaque	-38	-8	-1	144	97	105	57	72	25
	CPG "Cactus" - Oxiacaque	-38	-2	-1	144	103	105	64	72	31
	RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Oxiacaque	-38	-10	-1	144	94	105	55	72	22
	CP "Morelos" - Oxiacaque	-38	-10	-1	144	95	105	56	72	23
	PMV Planta Etileno VCM - Sen	-38	-7	-1	144	98	105	59	72	26
	CP "Cangrejera" - Sen	-38	-9	-1	144	96	105	56	72	24
	CPG "Cactus" - Sen	-38	-3	-1	144	101	105	62	72	29
	RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Sen	-38	-11	-1	144	93	105	54	72	22
	CP "Morelos" - Sen	-38	-11	-1	144	94	105	55	72	22
	PMV Planta Etileno VCM - Caparros Pijje Escuintle	-38	-7	-1	144	97	105	58	72	25
	CP "Cangrejera" - Caparros Pijje Escuintle	-38	-10	-1	144	95	105	56	72	23
	CPG "Cactus" - Caparros Pijje Escuintle	-38	-4	-1	144	101	105	61	72	29
RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Caparros Pijje Escuintle	-38	-12	-1	144	93	105	53	72	21	
CP "Morelos" - Caparros Pijje Escuintle	-38	-12	-1	144	93	105	54	72	21	

Activo	Fuente - Destino	Costo Nivelado Adquisición [USD/tCO ₂]	Costo Nivelado de Transporte [USD/tCO ₂]	Costo Nivelado de Inyección [USD/tCO ₂]	EOR [USD/tCO ₂] (FU=8000)	Costo Total Nivelado CCS + EOR (FU= 8000)	EOR [USD/tCO ₂] (FU=15000)	Costo Total Nivelado CCS + EOR (FU= 15000)	EOR [USD/tCO ₂] (FU=23000)	Costo Total Nivelado CCS + EOR (FU= 23000)
Cinco Presidentes	PMV Planta Etileno VCM - Magallanes Tucán Pajonal	-38	-2	-1	144	102	77	35	50	8
	CP "Cangrejera" - Magallanes-Tucán-Pajonal	-38	-3	-1	144	102	77	35	50	8
	CPG "Cactus" - Magallanes-Tucán-Pajonal	-38	-5	-1	144	100	77	33	50	6
	RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Magallanes-Tucán-Pajonal	-38	-4	-1	144	100	77	33	50	6
	PMV Planta Etileno VCM - Ogarrio	-38	-2	-1	144	102	77	35	50	9
	CP "Cangrejera" - Ogarrio	-38	-3	-1	144	102	77	35	50	8
	CPG "Cactus" - Ogarrio	-38	-5	-1	144	100	77	33	50	6
	RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Ogarrio	-38	-4	-1	144	100	77	33	50	7
	PMV Planta Etileno VCM - Cinco Presidentes	-38	-2	-1	144	103	77	36	50	9
	CP "Cangrejera" - Cinco Presidentes	-38	-2	-1	144	102	77	35	50	8
	CPG "Cactus" - Cinco Presidentes	-38	-6	-1	144	99	77	32	50	5
	RF "Gral. Lázaro Cárdenas" - Cinco Presidentes	-38	-4	-1	144	101	77	34	50	7

Referencias

Agencia Iberoamericana para la Difusión de la Ciencia y la Tecnología, 2018 (Consultado el 9 abril): <http://www.dicyt.com/noticias/mexico-ocupa-el-14o-lugar-del-mundo-en-emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero>

Aulis García Rosa Elideth, 2015. Evaluación Geológica y Petrolera del campo Cinco Presidentes en la Cuenca Salina del Istmo. Facultad de Ingeniería. México, UNAM. **Tesis Licenciatura:** 106

Bachu, S, 2008. "Legal and Regulatory Challenges in the Implementation of CO₂ Geological Storage: an Alberta and Canadian Perspective", in International Journal of Greenhouse Gas Control:273

Cambio climático, 2014. Impactos, adaptación y vulnerabilidad. Contribución del Grupo de trabajo II al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático:40

Cárdenas Ruiz Mario A, 2007. Análisis comparativo de evaluación de defectos en ductos entre estudios realizados con equipos instrumentados inteligentes de segunda y tercera Generación. Sección de Investigación y Posgrado. México, IPN. **Tesis Maestría:**258

CNH, 2010. Documento técnico 1 (DT – 1). Factores de recuperación de aceite y gas en México:116

CNH, 2012. El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR – EOR:123

CNIH, 2017. Reportes Estadísticos (Descargado el 11 abril 2018): <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/estadisticas.php>

Dávila Serrano Moisés, 2011. Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológico de CO₂ en México. Sección de Investigación y Posgrado. México, IPN. **Tesis Maestría:**188

Dávila Serrano Moisés, 2017. Pertinencia de la Implementación de la tecnología CCUS en México. Academia de Ingeniería México:27

Diario Oficial de la Federación, 2013 (Consultado el 10 junio 2018) http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5293895&fecha=28/03/2013

Fondo Monetario Internacional, según reporte del World Economic Outlook Database (2018) FMI. Consultado el 19 de junio de 2018

Global CCS Institute, 2011. The Global Status of CCS: 2011, Canberra, Australia:143

Global CCS Institute, 2014. The Global Status of CCS: 2014, Melbourne, Australia:192

Global CCS Institute, 2017. Global Costs of Carbon Capture and Storage – 2017 Update. Lawrence Irlam. Senior Adviser Policy & Economics, Asia – Pacific Region:14

Hernández Gómez Luis Héctor, 2007. Análisis comparativo de evaluación de defectos en ductos entre estudios realizados con equipos instrumentados inteligentes de segunda y tercera generación. Sección de Investigación y Posgrado. México, IPN.
Tesis Maestría:299

IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA, 2015. Nuevos Escenarios de Cambio Climático para Colombia 2011 – 2100 Herramientas Científicas para la Toma de Decisiones – Enfoque Nacional – Departamental: Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático.

IEA, 2017. CO₂ emissions from fuel combustion Highlights. Edición 2017:162

IEA – OECD, 2008. Energy Technology Perspectives 2008. Scenarios and Strategies to 2050.

IEA – SENER Joint Workshop. CCS in Mexico: Policy Strategy Options for CCS. CCS In Mexico And Associated Costs. Rodolfo Lacy. Mario Molina Center (Powerpoint). Recuperado de: <https://www.iea.org/media/workshops/2012/ccsmexico/6IILacy.pdf>

Infografía calentamiento global COP21, 2015 (Consultado el 20 febrero del 2018): <https://www.pinterest.es/pin/529384131178994380/?lp=true>

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, 2018 (Consultado el 30 mayo 2018): <https://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/contexto-internacional-17057>

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, 2018 (Consultado el 28 mayo 2018): <https://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero>

International Journal of Greenhouse Gas Control, 2013. Lacy Rodolfo, Serralde Carlos, Climent Mariana, Vaca Mabel. Initial assessment of the potential for future CCUS with EOR projects in Mexico using CO₂ captured from fossil fuel industrial plants. Centro Mario Molina junto con el Departamento de Energía, Universidad Autónoma Metropolitana – Unidad Azcapotzalco, Mexico:8

International Journal of Greenhouse Gas Control 51, 2016. Ning Wei, Xiaochun Li, Qian Wang, Shuai Gao. Budget – type techno – economic model for onshore CO₂ pipeline transportation in China. State Key Laboratory of Geo – Mechanics and Geo – Technical Engineering, Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Wuhan, Hubei Province 430071, China:17

Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990 – 2015 (Powerpoint). Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/312045/INEGYCEI6CN_26_marzo_2018.pdf

IPCC, 2005. Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, USA, ONU: 443

IPCC, 2005. Informe Especial: La captación y el almacenamiento de Dióxido de Carbono. Resumen técnico. EUA, ONU:66

IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change, 2007 (Consultado el 15 febrero 2018): https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/es/faq-1-3.html

Lacy Tamayo Rodolfo, 2005. Geologic Carbon Dioxide Sequestration for the Mexican Oil Industry: An Action Plan. Massachusetts Institute of Technology. **Master**:86

Ley de Hidrocarburos, 2016. Diario Oficial de la Federación. Cámara de diputados del H. Congreso de la Unión. Secretaría General. Secretaria de Servicios Parlamentarios:76

Martínez Montesinos Víctor L., N.C.T.R, 2008. Estado del arte del secuestro geológico de CO₂ y aplicaciones. Facultad de Ingeniería. México, UNAM. **Tesis Licenciatura**:189

OECD/IEA, 2008. Energy Technology Analysis “CO₂ Capture and Storage”. A key carbon abatement option:266

PEMEX, 2004. Las Reservas de Hidrocarburos de México. Petróleos Mexicanos Exploración y Producción. México:143

PEMEX, 2010. Distribución de las reservas de hidrocarburos. México, PEMEX:143

PEMEX, 2012. Relación de croquis, equipos y/o unidades. Anexo A (Documento Word). Recuperado de: www.pemex.com/Licitaciones/Lists/LISTA/Attachments/.../ANEXO%20A.docx

PEMEX, 2013. Informe de Sustentabilidad 2013:98

PEMEX, 2013. Plan de Acción Climática de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios. Versión Pública:77

PEMEX, 2015. Estrategia de PEMEX para Optimización de Campos Maduros. Gustavo Hernández García. Director General PEMEX Exploración y Producción:30

PEMEX, 2015. Plan Nacional de Captura, Uso y Secuestro de CO₂. Reporte de Avances 1B: 41

PEMEX, 2016. Autorizaciones CA – PEP y Sigüientes Pasos (PowerPoint). Recuperado de: http://www.academia.edu/34875497/Autorizaciones_CA-PEP_y_Sigüientes_Pasos

PEMEX – BDI. Reportes Estadísticos (Descargado el 12 junio 2018): <http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>

PRODESEN, 2018. Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2018 – 2032:318

Rangel Germán Edgar René, 2012. IOR – EOR potential in Mexico presentado en el II Seminario Latinoamericano y del Caribe de Petróleo y Gas, Montevideo, Uruguay.

Rangel Germán Edgar René, 2015. IOR – EOR: Una Oportunidad Histórica para México. Academia de Ingeniería México:78

Schlumberger, 2015. El dióxido de carbono: Desafíos y Oportunidades. Oilfield Review 27, no.2:16

SEMARNAT, 2009. Cambio climático. Ciencia, evidencia y acciones. SEMARNAT, México:97

SEMARNAT, 2013. Estrategia Nacional de Cambio Climático Visión 10-20-40 Primera edición, SEMARNAT, México:64

SEMARNAT, 2015. Informe de la Situación del Medio Ambiente en México. Compendio de Estadísticas Ambientales. Indicadores Clave, de Desempeño Ambiental y de Crecimiento Verde. Edición 2015. SEMARNAT, México 2016:78

SENER, 2011. Estado que guardan las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono y su aplicación en México:44

SENER, 2018. Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015 – 2019. Edición del mes de mayo. Dirección general de contratos petroleros:14

SENER – CFE, 2012. Atlas de Almacenamiento geológico de CO₂ en México, México:44

SIE. Reportes Estadísticos (Descargado el 12 junio 2018): <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>

World Bank, 2016, Development of a regulatory framework for carbon capture, utilization and storage in Mexico, p:378.