



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

POTENCIAL DEL CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE
HIDROCARBUROS EN MÉXICO

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

PRESENTA:
MARCO ANTONIO ALQUICIRA BALDERAS

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: M. en I. Clemente Reyes Abel

2^{d o}. Suplente: M. I. Olivera Villa Beatriz Adriana

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Ciudad de México, MEX.

DIRECTORA DE TESIS:

DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

Para mi mamá, Alicia, por todo el cariño, amor y apoyo durante toda mi vida, esté y los demás logros que realice en mi vida, es y serán en gran parte gracias a ti. Te amo mamita.

Para mi papá, Marco Antonio, por el cuidado, apoyo y amor que me has brindado en mi vida, muchas gracias por tus enseñanzas papá, eres el mejor profesor del mundo. Te amo papá.

Para mi hermana Karina, gracias por la compañía y las risas desde pequeños, te quiero mucho hermana.

A mi Anahí, gracias por el amor, el apoyo incondicional y por ser mi felicidad en la vida. Este logro es de los dos, y a lograr todos nuestros sueños juntos. Te amo pequeña.

Para mis padrinos, María Concepción Balderas y Raúl Balderas, por el apoyo incondicional desde que era pequeño, los quiero mucho.

A mi familia en general, por el apoyo en cualquier momento.

A la Dra. Cecilia Martín del Campo, por sus enseñanzas como tutora de maestría, así como sus consejos dentro de este trabajo de tesis.

A cada uno de mis sinodales, por sus correcciones y comentarios, para realizar un mejor trabajo.

A cada uno de mis profesores de maestría y licenciatura de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, por su noble labor de formar profesionistas de excepcional calidad.

Al Fondo CONACYT – SENER - Hidrocarburos por el apoyo económico para realizar los estudios de maestría.

“El genio es un uno por ciento de inspiración y un noventa y nueve por ciento de transpiración”

Thomas Alva Edison

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	1
LISTA DE TABLAS	4
LISTA DE ACRÓNIMOS	5
RESUMEN	8
ABSTRACT	9
INTRODUCCIÓN.....	10
1 Emisiones de gases de efecto invernadero	11
1.1 Efecto invernadero	11
1.2 Situación mundial de emisiones de gases de efecto invernadero	12
1.2.1 Acuerdos mundiales para la mitigación de gases de efecto invernadero.....	14
1.2.2 Emisiones por sector	15
1.3 Situación en México sobre emisiones de gases de efecto invernadero.....	16
1.3.1 Emisiones estacionarias por sector	19
1.3.2 Emisiones estacionaras por entidad federativa	20
1.3.3 Emisiones del sector eléctrico en México.....	21
1.3.4 Emisiones del sector petrolero, petroquímico y de refinación.....	23
2 Captura y almacenamiento de CO ₂	25
2.1 Introducción	25
2.2 Procesos de captura y separación del CO ₂	26
2.3 Transporte de CO ₂	27
2.4 Almacenamiento Geológico de CO ₂	27
2.5 Costos asociados a los proyectos de captura y almacenamiento de CO ₂	28
2.5.1 Costos de captura	29
2.5.2 Costos de transporte.....	29
2.6 Inyección de CO ₂ como método de recuperación mejorada de hidrocarburos.....	30
3 Explotación de hidrocarburos	32
3.1 Definiciones básicas	32
3.2 Etapas de explotación de los yacimientos.....	33
3.2.1 Recuperación primaria	34

3.2.2 Recuperación secundaria.....	34
3.2.3 Recuperación mejorada.....	34
3.3 Métodos de recuperación mejorada	35
3.3.1 Métodos térmicos	35
3.3.2 Métodos químicos	35
3.3.3 Métodos de inyección de gases	35
3.4 Inyección de CO ₂ como método de recuperación mejorada.....	36
3.5 Futuro de la recuperación mejorada en el mundo.....	37
3.6 Experiencia mundial en métodos EOR.....	39
4 Antecedentes de explotación de hidrocarburos en México	40
4.1 Provincias petroleras en México.....	40
4.2 Reservas de hidrocarburos en México	42
4.3 Activos de producción en México	43
4.4 Reforma Energética en México	44
4.4.1 Asignación.....	45
4.4.2 Contratos	45
4.4.3 Ronda cero.....	46
4.5 Potencial de recuperación mejorada en México	47
5 Evaluación del potencial del CO ₂ como método de recuperación mejorada.....	53
5.1 Fuentes de emisión del sector eléctrico	53
5.2 Fuentes de emisión del sector petroquímico y de refinación.....	55
5.3 Criterios de escrutinio para la selección de campos potenciales	55
5.3.1 Características petrofísicas y de fluido de proyectos análogos exitosos (Base de datos Oil & Gas Journal).....	56
5.3.2 Selección de campos con base en proyectos análogos exitosos.....	57
5.4 Selección de las mejores opciones fuente (emisión) – campo (inyección).....	59
5.4.1 Característica fuente (emisión) - destino (inyección) a evaluar	60
5.5 Análisis multicriterio	61
5.5.1 Método de mínimo arrepentimiento.....	61
5.5.2 Método de vector de posición de mínimo arrepentimiento.....	61

5.6 Aplicación del método de vector de posición de mínimo arrepentimiento	63
5.6.1 Análisis campos del Sureste.....	64
5.6.2 Análisis de campos norte de Veracruz y Tamaulipas	72
6 Ruta tecnológica de captura y almacenamiento de CO ₂ en México.....	78
6.1 Avances de la ruta tecnológica de captura y almacenamiento de CO ₂ en México.....	78
6.1.1 Análisis del Marco regulatorio.....	78
6.1.2 Política pública.....	81
6.1.3 Planeación	82
6.2 Trabajo futuro	85
6.2.1 Corto Plazo.....	85
6.2.2 Mediano Plazo.....	85
6.2.3 Largo plazo.....	86
6.3 Riesgos asociados a las actividades de CCS.....	87
CONCLUSIONES.....	88
ANEXO I.....	90
ANEXO II.	92
REFERENCIAS	96

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Esquema simplificado del efecto invernadero	11
Figura 1.2 Concentración de CO ₂ en la atmósfera en los últimos años.....	12
Figura 1.3 Aumento de la temperatura de la superficie terrestre y oceánica global promediada	12
Figura 1.4 Principales países emisores de GtCO ₂ mundialmente en el año 2015	13
Figura 1.5 Sectores de emisiones de GEI mundialmente, EIA (2017).....	15
Figura 1.6 Sectores de emisiones de GEI dentro del sector energético, EIA (2017).	16
Figura 1.7 Sectores y participación de emisiones de GEI en México en el año 2015.....	18
Figura 1.8 Ubicación y magnitud relativa de las fuentes de emisiones de CO ₂ en México	19
Figura 1.9 Volumen de emisiones de CO ₂ y número de fuentes de emisión por sector industrial	20
Figura 1.10 Emisiones de CO ₂ por entidad federativa	20
Figura 1.11 Porcentaje de generación bruta por tecnología en el 2016.....	21
Figura 1.12 Volumen de emisiones de MTCO ₂ anuales y número de centrales de generación eléctrica operadas por CFE en el 2016	23
Figura 1.13 Porcentaje de participación en emisiones de las empresas subsidiaras de PEMEX.	24
Figura 2.1 Estrategias de mitigación de GEI propuestas por la IEA para los próximos años	25
Figura 2.2 Procesos de captura y secuestro de CO ₂	25
Figura 2.3 Tecnologías existentes para captura de CO ₂	26
Figura 2.4 Métodos de almacenamiento geológico de CO ₂	28
Figura 2.5 Costos asociados al transporte de CO ₂ para diferentes distancias y flujos másicos anuales	30
Figura 2.6 Esquema de recuperación mejorada de hidrocarburos con inyección de CO ₂ ...	31
Figura 3.1 Etapas de explotación de un yacimiento de hidrocarburos	33
Figura 3.2 Inyección de CO ₂ como método de recuperación de hidrocarburos.....	36
Figura 3.3 Métodos de recuperación de hidrocarburos	37

Figura 3.4 Proyección mundial del uso de energía primaria por fuente	37
Figura 3.5 Proyección mundial de aceite por fuente de producción	38
Figura 3.6 Proyección de la contribución de aceite proveniente de métodos de EOR a la producción mundial	38
Figura 3.7 Experiencia de las principales empresas operadoras mundiales en métodos de EOR	39
Figura 4.1 Localización de las provincias petroleras en México	40
Figura 4.2 Volumen de reservas 1P, 2P y 3P en México en el 2017.....	42
Figura 4.3 Reservas de hidrocarburos por provincia en el 2017	43
Figura 4.4 Producción histórica de crudo por activo.....	44
Figura 4.5 Asignaciones otorgadas a PEMEX durante la Ronda Cero	47
Figura 4.6 Porcentaje de volumen remanente de hidrocarburos para las áreas de asignación y contractuales	48
Figura 4.7 Volumen remanente de gas y aceite de las asignaciones de extracción de PEMEX	49
Figura 4.8 Volumen remanente de aceite y reservas 1P de las asignaciones de extracción de PEMEX.....	49
Figura 4.9 Volumen de aceite remanente y factor de recuperación de las asignaciones de extracción de PEMEX	50
Figura 4.10 Porcentaje del volumen remanente de aceite de las asignaciones de extracción de PEMEX por activo	51
Figura 5.1 Localización de las fuentes del sector eléctrico, petroquímico y de refinación. 53	
Figura 5.2 Emisiones de centrales de generación eléctrica con un volumen anual superior a 0.5 MTCO ₂	54
Figura 5.3 Emisiones de refinerías, complejos petroquímicos y complejos procesadores de gas con un volumen superior a 0.5 MTCO ₂	55
Figura 5.4 Grados API vs profundidad de proyectos análogos exitosos	56
Figura 5.5 Viscosidad vs profundidad de proyectos análogos exitosos	56
Figura 5.6 Profundidad vs profundidad de proyectos análogos exitosos	57
Figura 5.7 Histórico de producción del campo AKAL	58

Figura 5.8 Distancia entre los campos fuentes de CO ₂	69
Figura 5.10 Distancia entre los campos y fuentes de CO ₂	76
Figura 5.11 Propuesta de fuentes de emisión y campos de inyección en los campos del norte de Veracruz y Tamaulipas.....	77
Figura 6.1 Consideraciones para la ejecución de los proyectos piloto.....	82
Figura 6.2 Esquema del proyecto piloto Cosoleacaque – Brillante	83
Figura 6.3 Estatus del proyecto Cosoleacaque – Brillante	83
Figura 6.4 Proyecto piloto de captura CO ₂ central eléctrica Poza Rica	84

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Porcentaje de generación bruta y emisiones de CO ₂ por tecnología en el 2016 ..	22
Tabla 1.2 Factores de emisión en kg/MWh de gases de combustión por tecnología	22
Tabla 1.3 Emisiones de MTCO ₂ en el año 2013 de las empresas subsidiaras de PEMEX..	24
Tabla 2.1 Aumento de los costos nivelados de producción con tecnología de captura para diferentes fuentes	29
Tabla 4.1 Provincias petroleras en México	42
Tabla 5.1 Campos maduros por activo	59
Tabla 5.2 Campos y fuentes del sureste	63
Tabla 5.3 Campos y fuentes de Tamaulipas y norte de Veracruz	64
Tabla 5.4 Criterios de evaluación de cada uno de los campos	65
Tabla 5.5 Resultados del vector de posición de mínimo arrepentimiento de cada uno de los campos	67
Tabla 5.6 Demanda de CO ₂ por campo	68
Tabla 5.7 Criterios de cada uno de los campos	73
Tabla 5.8 Resultados del vector de posición de mínimo arrepentimiento de cada uno de los campos	74
Tabla 5.9 Demanda de CO ₂ por campo	75
Tabla 6.1 Potencial de almacenamiento teórico de CO ₂ por provincia en acuíferos salinos profundos	84

LISTA DE ACRÓNIMOS

1P	Reservas probadas de hidrocarburos
2P	Reservas probadas más probables de hidrocarburos
3P	Reservas probadas más probables más posibles de hidrocarburos
AI	Academia de Ingeniería
API	Grados API
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
CCS	Captura y Almacenamiento de Bióxido de Carbono
CCUS	Captura, Uso y Almacenamiento de Bióxido de Carbono
CEMCCUS	Centro Mexicano de CCUS
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CH₄	Metano
CMCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático
CO₂	Bióxido de carbono
CONACYT	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
COP	Conferencia de las Partes
cp	Centipoise
CPG	Complejo Procesador de Gas
CPQ	Complejo Petroquímico
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CT	Central Termoeléctrica
EOR	Recuperación mejorada de aceite
FR	Factor de recuperación
FRF	Factor de recuperación final
ft	Pies

GEI	Gases de Efecto Invernadero
HFC	Hidrofluorocarbonos
IEA	Agencia Internacional de Energía
IPCC	Panel Intergubernamental del Cambio Climático
kg/MWh	Kilogramos por megawatt-hora
km	Kilómetros
KMZ	Activo de producción Ku Maloob Zaap
LGEEPA	Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente
MMBl	Millones de barriles de petróleo
MMbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMMPC	Miles de millones de pies cúbicos de gas
MRT- CCUS	Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS de México
MTCO₂	Millones de toneladas de bióxido de carbono
MWh	Megawatt-hora
N₂	Nitrógeno
N₂O	Óxido nitroso
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PFC	Perfluorocarbonos
PIE	Productores Independientes de Energía
PROFEPA	Procuraduría Federal de Protección al Ambiente
RF	Refinería
RUS	Residuos Sólidos Urbanos
SF₆	Hexafluoruro de azufre
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaria de Hacienda y Crédito Público
USCUSS	Uso del Suelo Cambio de Uso del Suelo y Silvicultura

VPMA

Vector de posición de mínimo arrepentimiento

RESUMEN

Ante el crecimiento exponencial de la concentración de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en la atmósfera, se han proyectado estrategias de mitigación de gases de efecto invernadero, una de ellas es la captura y almacenamiento de CO₂. Esta tecnología se basa en la captura de los gases de combustión en procesos industriales, realizar una separación y limpieza del CO₂, para posteriormente transportarlo e inyectarlo en formaciones geológicas para su almacenamiento permanente en el subsuelo.

Existen diferentes formaciones geológicas posibles para su almacenamiento, siendo la opción económicamente más viable el uso del CO₂ como método de recuperación mejorada de hidrocarburos. Mundialmente se están llevando a cabo proyectos de esta índole, principalmente en países desarrollados como Estados Unidos, Canadá, Reino Unido y Noruega, sin embargo, se están desarrollando esfuerzos en países en desarrollo como México.

La Secretaría de Energía (SENER) ha puesto en marcha una Ruta Tecnológica de Captura y Almacenamiento de CO₂, con el fin de adoptar la tecnología en México. Actualmente se tienen algunos adelantos, sin embargo, aún es una tecnología nueva en el país, su implementación y adopción requerirá de muchos esfuerzos por parte de iniciativas públicas y privadas, así como la sociedad en general.

La presente investigación se enfoca en la caracterización de los principales sectores de emisión en México y su posible utilización como método de recuperación mejorada de hidrocarburos, esto con el fin de cumplir un doble objetivo, es decir, mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero y frenar el declive de la producción de hidrocarburos nacional.

La metodología se basó en la identificación de los campos prioritarios para la implementación de recuperación mejorada, a partir de un análisis multicriterio, evaluando diferentes características de los campos, petrofísicas, de fluido y demanda de CO₂. Se caracterizaron las posibles fuentes de emisión y los campos de inyección, recomendados para posibles pruebas de laboratorio, proyectos pilotos, demostrativos o comerciales.

Asimismo, se describen los avances dentro de las estrategias presentadas por la SENER en el 2014, los retos a corto, mediano y largo plazo que se requerirán superar.

ABSTRACT

Due to the exponential growth of the concentration of Greenhouse Gases (GHG) in the atmosphere, greenhouse gas mitigation strategies have been projected. Capture and storage of CO₂ is one of these. This strategy is based on the capture of the combustion gases in industrial processes, separation and cleaning of CO₂, transport, and its injection into geological formations for permanent underground storage.

There are different possible geological formations for storage; the most economical option is the use of CO₂ as hydrocarbon recovery method. Projects like this have been implemented mainly in developed countries such as the United States, Canada, UK and Norway, however, there are ongoing efforts in developing (or transitioning) countries such as Mexico.

The Secretary of Energy (SENER) published the Technological Route of Capture and Storage of CO₂ in 2014, in order to adopt the technology in Mexico. Currently there are some advances, however, as it is a new technology in the country, its implementation and adoption will require much effort from public and private initiatives, and the education of society in general.

The present investigation focuses on the characterization of the main emissions sectors in Mexico and their possible use as a hydrocarbon recovery method with the double objective of mitigating greenhouse gas emissions and stopping the domestic hydrocarbon production decline.

The methodology was based on the identification of the priority fields for the implementation recovery method. It was based on a multicriteria analysis, evaluating different characteristics of the fields such as petrophysical and fluid flow properties and the CO₂ demand. The possible sources of emission and the fields of injection were characterized, and recommended for possible laboratory tests, pilot, demonstrative or commercial projects.

The advances in the strategies presented by the SENER in 2014 are described, as well as the short, medium and long term challenges that will be required to be overcome.

INTRODUCCIÓN

Las emisiones de gases de efecto invernadero mundiales van en aumento de manera exponencial desde el inicio de las actividades industriales. Se calcula que la concentración actual de gases de efecto invernadero en la atmósfera supera las 400 ppm, se estima que, si esta concentración llegase a superar las 450 ppm, la biodiversidad en la Tierra se vería seriamente afectada, por lo que gobiernos de diferentes países han adoptado medidas para la mitigación de los gases de efecto invernadero.

Por su parte, México presentó una estrategia de reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI), en la cual se propuso reducir para el año 2030 en un 22% las emisiones y en un 50% para el 2050¹, tomando como base su medición del año 2000. Sin embargo, las proyecciones indican que los combustibles fósiles seguirán destacando como energía primaria y su demanda se incrementará, lo cual deja claro que a corto y mediano plazo la dependencia a los hidrocarburos seguirá existiendo.

La captura y secuestro de CO₂ presenta una alternativa importante para la mitigación de los gases de efecto invernadero de fuentes estacionarias en México; en la actualidad la tecnología de captura es costosa, sin embargo, se han implementado mundialmente este tipo de proyectos de manera rentable mediante la recuperación mejorada de hidrocarburos, lo cual mejora el balance costo-ingreso de la captura, transporte e inyección del proceso de captura y secuestro de CO₂.

Por otra parte, la producción de hidrocarburos nacional se encuentra en sus puntos más bajos desde hace 30 años, esto debido principalmente a la declinación de su activo más importante, Cantarell y su principal campo Akal. Así como también, la declinación de otros importantes campos, los cuales la gran mayoría se encuentran en estado maduro, por lo que la implementación de métodos de recuperación mejorada principalmente en campos terrestres y marinos someros en los próximos años será indispensable para frenar dicha caída de producción.

Asociar proyectos de captura de CO₂ y la recuperación mejorada de hidrocarburos tendría un doble objetivo: mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero y aumentar la producción de hidrocarburos en México. Sin embargo, se debe tener claro que esta tecnología se propone como una solución transitoria, mientras se realizan los esfuerzos necesarios para lograr la independización hacia los combustibles fósiles y se lleva a cabo una transición energética hacia fuentes libres de emisiones de carbono, en el largo plazo.

¹ <https://www.gob.mx/inecc/prensa/mexico-presento-en-la-cop-22-su-estrategia-de-cambio-climatico-al-2050>

1 Emisiones de gases de efecto invernadero

1.1 Efecto invernadero

El efecto invernadero es un fenómeno que sucede de manera natural en el planeta, el Sol irradia energía a la Tierra, un tercio de esta energía se refleja de forma inmediata de nuevo al espacio por la atmósfera, las dos terceras partes restantes son absorbidas por la superficie; para equilibrar la energía entrante absorbida, la Tierra debería, en promedio, irradiar la misma cantidad de energía al espacio. La atmósfera y las nubes absorben gran parte de esta radiación térmica emitida por los suelos y el océano y la vuelve irradiar a la Tierra, esto es lo que se denomina efecto invernadero. Por lo tanto, el efecto invernadero natural hace que la temperatura de la superficie terrestre se mantenga dentro de rangos que permitan la vida en el planeta.

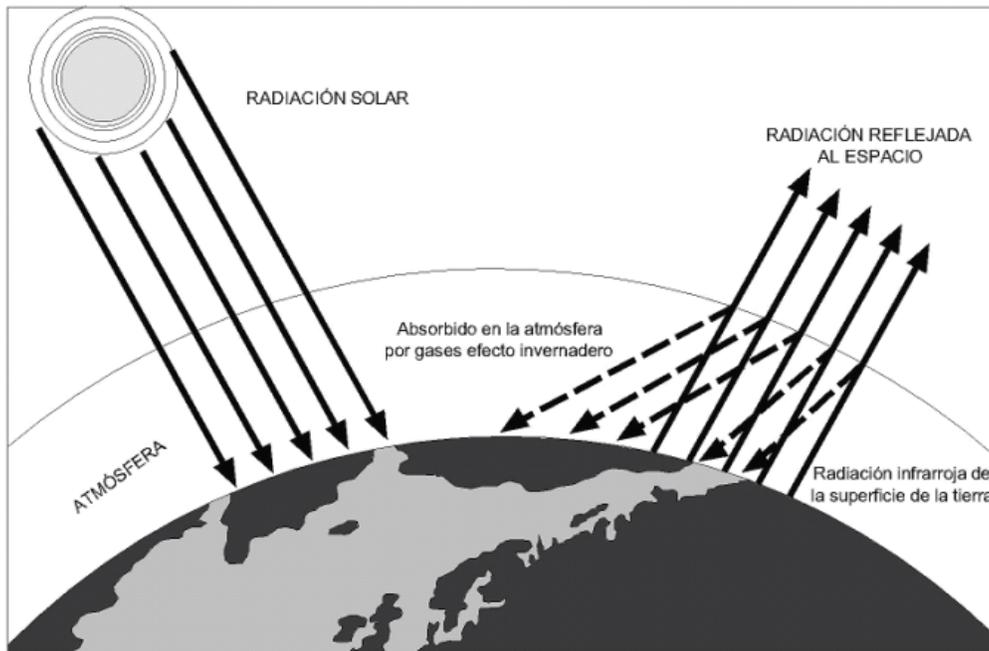


Figura 1.1 Esquema simplificado del efecto invernadero, IEA (2005)

Las actividades humanas, principalmente la quema de combustibles fósiles, la eliminación de bosques y las industrias agropecuarias están alterando el balance de radiación que entra y sale de la atmósfera, intensificando el efecto invernadero natural, la radiación térmica emitida por la superficie terrestre es absorbida por los GEI con lo cual impide la salida de una parte importante de esta radiación, causando un desequilibrio en el balance energético de la Tierra, dando lugar al calentamiento global con fuertes implicaciones sobre el cambio climático del planeta. La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMCC), define el cambio climático como un cambio del clima atribuido directa o indirectamente a la actividad antropogénica y que altera la composición de la atmósfera mundial.

El Bióxido de Carbono es el segundo gas de efecto invernadero más abundante en la atmósfera (después del vapor de agua), esto derivado principalmente de la quema de combustibles fósiles. La concentración de CO₂ en la atmosfera mundial aumentó, pasando de un valor preindustrial de aproximadamente 280 ppm a cerca de las 400 ppm en el 2016².

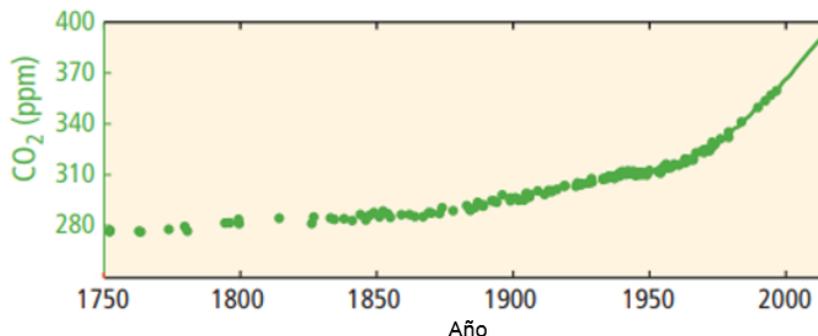


Figura 1.2 Concentración de CO₂ en la atmósfera en los últimos años, IPCC (2014)

El aumento de la concentración de CO₂ en la atmosfera ha derivado una serie de efectos sobre el planeta, principalmente el aumento en la temperatura promedio en la superficie terrestre y oceánica, se observa en la Figura 1.3 el aumento de la temperatura global promediada, los colores indican diferentes bases de datos, prácticamente las cuatro muestran la misma tendencia.

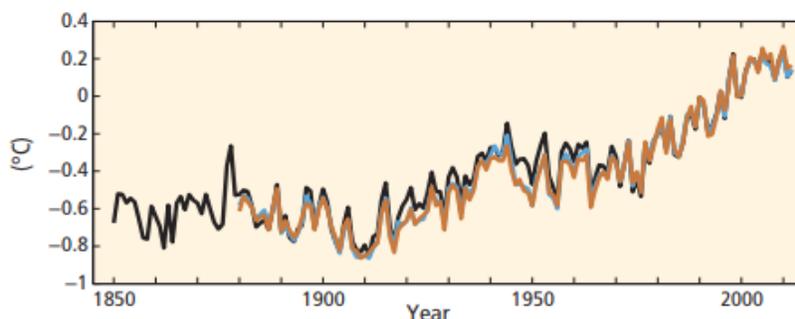


Figura 1.3 Aumento de la temperatura de la superficie terrestre y oceánica global promediada, IPCC (2014)

1.2 Situación mundial de emisiones de gases de efecto invernadero

Las emisiones globales de gases de efecto invernadero siempre han existido en el planeta, sin embargo, la mayor parte de estas emisiones han sido generadas durante los últimos dos siglos. Se considera el año 1769 como el inicio de las actividades industriales, la emisión mundial de CO₂ ha tenido un crecimiento exponencial en los últimos años derivados del crecimiento industrial de algunos países. Las concentraciones atmosféricas globales de bióxido de carbono han aumentado de forma importante a partir de dicho año.

² IPCC (2014), Climate Change 2014 Synthesis Report, 169 p.

Se estimó que en el año 2015 se emitió mundialmente 32.3 giga toneladas de bióxido de carbono³ y que sólo quince países emiten más del 75 por ciento de los gases de efecto invernadero. Destacan China e India, países en desarrollo, que en la década pasada aumentaron de manera importante sus emisiones de gases de efecto invernadero, así como Estados Unidos, Rusia, Japón, Alemania y Canadá países desarrollados, así como otros países en desarrollo como México, Brasil y Sudáfrica, entre otros. La Figura 1.4 muestra los principales países emisores de CO₂ en el año 2015.

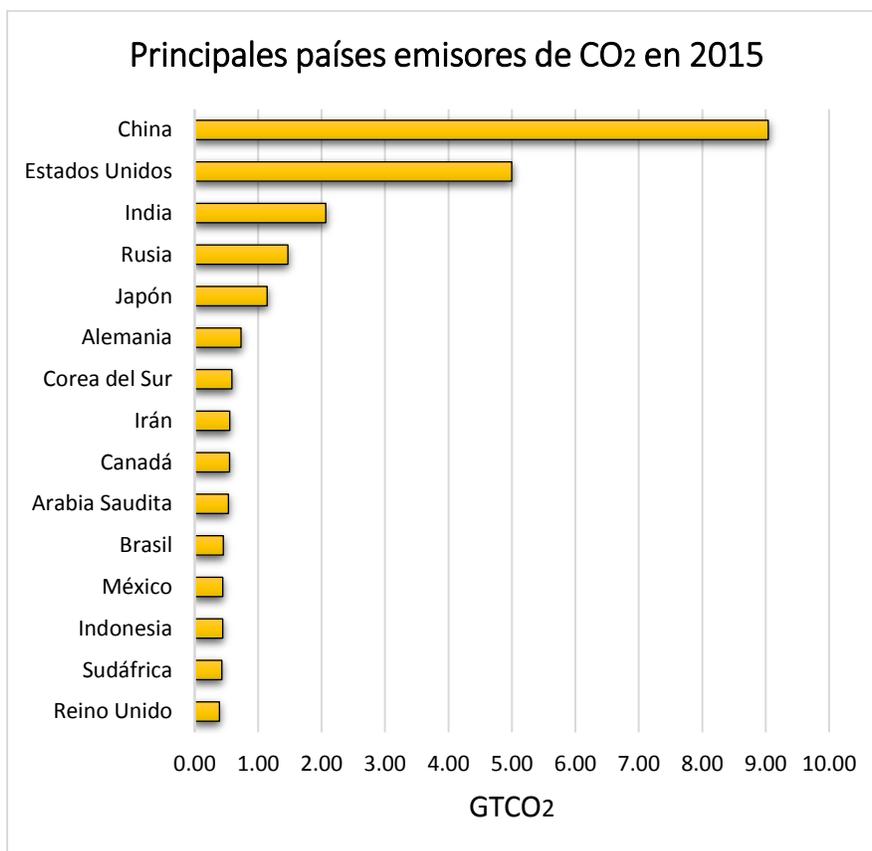


Figura 1.4 Principales países emisores de GtCO₂ mundialmente en el año 2015. Elaboración propia con datos de IEA (2017).

Cabe destacar que principalmente estos quince países tendrán que desarrollar medidas de mitigación de gases de efecto invernadero, con el fin de reducir las concentraciones en la atmósfera, en los próximos años.

México contribuyó con 442⁴ MTCO₂ que representa el 1.6 por ciento del total de las emisiones anuales de gases de efecto invernadero en el año 2015 y ocupó el doceavo lugar entre los países con mayores emisiones, como se observa en la Figura 1.4

³ IEA (2017), CO₂ Emissions from fuel combustion HIGHLIGHTS, 162 p.

⁴ IEA (2017), Op Cit.

1.2.1 Acuerdos mundiales para la mitigación de gases de efecto invernadero

Se han llevado a cabo diferentes acuerdos mundiales para la mitigación de gases de efecto invernadero los cuales se describen a continuación.

- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático⁵.

En la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo, celebrada en 1992 en Río de Janeiro (Brasil), también conocida como -Cumbre de la Tierra de Río, en dicha cumbre se dio a conocer la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)

La CMNUCC entró en vigor el 21 de marzo de 1994, su objetivo era estabilizar las emisiones de gases de efecto invernadero en la atmósfera con el fin de no afectar el sistema climático, logrando esta estabilización en un plazo suficiente para que los ecosistemas se adaptaran naturalmente al cambio climático. Otro de los objetivos era comprometer a los países industrializados a respaldar a los países en desarrollo en actividades relacionadas con el cambio climático, ofreciendo apoyo financiero, así como compartir tecnología con las naciones menos avanzadas.

- Protocolo de Kioto

Durante la primera Conferencia de las Partes (COP 1) en el año de 1995 realizada en Berlín, Alemania, se puso en marcha una ronda de conversaciones para la adopción de compromisos más firmes para los países industrializados. Dos años después se adoptó el Protocolo de Kioto durante la COP 3 en Kioto Japón, el 11 de diciembre de 1997. Se establecieron metas de reducción de emisiones para 37 países industrializados y la Unión Europea, los cuales eran los principales responsables de los altos niveles de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Tenía como objetivo reducir al menos 5% los niveles de emisiones respecto a los niveles de 1990 en el periodo de compromiso de 2008-2012. Los gases de efecto invernadero a reducir eran el Bióxido de carbono (CO₂), Metano (CH₄), Óxido nitroso (N₂O), Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y el Hexafluoruro de azufre (SF₆).

Se dictaminó un segundo periodo de vigencia para el protocolo de Kioto de ocho años durante la COP 18, desde el 1 de enero del 2013 al 31 de diciembre del 2020. Sin embargo, este periodo denotó un débil compromiso por parte de Estados Unidos, Rusia y Canadá que decidieron no respaldar dicha prórroga.

- Acuerdo de París- COP 21.

En el año 2015 se llevó a cabo la 21ª conferencia de las partes (COP21) en París, Francia. En dicha conferencia se adoptó un nuevo acuerdo para combatir el cambio climático impulsando

⁵http://unfccc.int/portal_espanol/informacion_basica/la_convencion/historia/items/6197.php

medidas e inversiones para un futuro sostenible y bajo en emisiones de carbono. El objetivo principal es limitar el aumento de la temperatura mundial por debajo de los dos grados centígrados durante este siglo, así como hacer frente a los impactos del cambio climático mundial. Se acordó que los gobiernos se reunirán cada cinco años para fijar metas más ambiciosas, así como evaluar los avances hacia el objetivo de largo plazo e informar a los demás países y a la sociedad el grado de cumplimiento de dicho objetivo. Así mismo, continuará el financiamiento de países desarrollados a países en desarrollo, con el fin de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero.

En esta conferencia de las partes, México se comprometió a reducir para el año 2030 en un 22% las emisiones y en un 50% para el 2050 tomando como base su medición del año 2000. Asimismo, se propuso un mínimo de participación de energías limpias con un 35 % para el 2024 y un 50% para el 2050, dentro de estas energías limpias se toman en cuenta las fuentes renovables, cogeneración eficiente, así como la captura de CO₂ en plantas de generación eléctrica.

1.2.2 Emisiones por sector

Todas las actividades humanas tienen como consecuencia la emisión de gases de efecto invernadero, sin embargo, existen sectores con la mayor cantidad de emisiones, estos sectores incluyen el sector energético, agricultura, procesos industriales y otra energía⁶ (ver Figura 1.5).

A nivel mundial, el sector energético es el sector con mayor porcentaje de estas emisiones 68%, seguido por otros 14%, agricultura 12% y procesos industriales 7%. Estas emisiones son principalmente 90% de CO₂, seguidas por CH₄ 9% y en menor medida N₂O 1%.

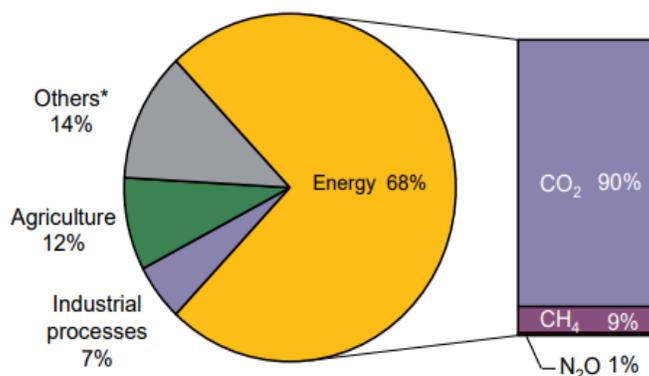


Figura 1.5 Sectores de emisiones de GEI mundialmente, EIA (2017).

Las grandes emisiones provenientes del sector energético son básicamente por la quema de combustibles fósiles, los sectores con emisiones dentro del sector energético son, la

⁶ Otra energía incluye la quema de biomasa en gran escala, desechos y uso de disolventes.

generación eléctrica 42%, transporte 24%, industrial 19%, otros sectores con combustión⁷ 7%, residencial 6% y servicios 3%. Figura 1.6.

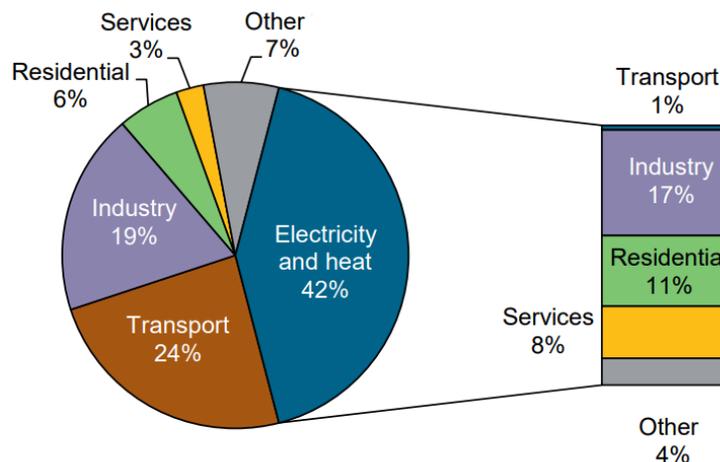


Figura 1.6 Sectores de emisiones de GEI dentro del sector energético, EIA (2017).

1.3 Situación en México sobre emisiones de gases de efecto invernadero

A continuación, se presentan los principales sectores de emisión de gases de efecto invernadero en México reportados en el Primer Informe Bienal de la Actualización ante la Convención de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático INECC/SEMARNAT, 2015⁸.

- Generación eléctrica

En este sector se reportan emisiones por el consumo de combustibles en las centrales operadas por Comisión Federal de Electricidad (CFE) y los Productores Independientes de Energía (PIE). Los gases reportados para este sector son bióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) por consumo de combustible en las siguientes tecnologías: carboeléctrica, ciclo combinado, combustión interna, dual, termoeléctrica y turbogás).

- Petróleo y gas

En este sector se reportan emisiones derivadas de la producción, transporte, distribución y uso de los hidrocarburos. Se estiman las emisiones de CO₂ y CH₄ por la quema de combustibles en los equipos de combustión, así mismo las fugas de CO₂ y CH₄ provenientes de los procesos de producción, quema, venteo y distribución de los hidrocarburos.

⁷ Otros sectores con combustión incluyen: agricultura / silvicultura, pesca, industrias energéticas que no sean generación de electricidad y calor

⁸ SEMARNAT 2015. Primer informe bienal de actualización ante la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático, 290 p.

- Fuentes móviles de autotransporte y no carreteras

Este sector reporta las emisiones generadas por la combustión interna de los automotores, así como los correspondientes a los sectores de aviación, ferroviario, marítimo, de la construcción y agrícola.

- Industria

En este sector se reportan emisiones por el uso de combustibles fósiles usados para la transformación de materias primas mediante procesos químicos y físicos, así como emisiones fugitivas, los subsectores con mayores emisiones son el cemento, siderurgia y química.

- Agropecuario

En este sector se reportan emisiones de CH₄ y N₂O derivados de las actividades pecuarias (fermentación entérica del ganado y manejo del estiércol), así como las actividades agrícolas (manejo de suelos, cultivo de arroz y quema en campo de residuos de cosechas). También se incluyen las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O por el uso de combustibles con fines energéticos, utilizados principalmente en sistemas de riego.

- Uso del suelo, cambio de uso del suelo y silvicultura (USCUSS)

En este sector se reportan las emisiones y absorciones por los cambios de los siguientes usos del suelo: tierras forestales, pastizales, tierras agrícolas, asentamientos (parcialmente) y otras tierras; además de las absorciones por las permanencias de tierras forestales, pastizales y tierras agrícolas. Los depósitos cuantificados son la biomasa viva (aérea y raíces) y suelos minerales, así como las emisiones por incendios en tierras forestales y pastizales. Se presentan las emisiones y absorciones de CO₂ como consecuencia de los cambios y permanencias; así como las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O por incendios forestales.

- Residuos

Este sector incluye las emisiones de RSU (residuos sólidos urbanos) y residuos peligrosos, así como, del tratamiento y sanitización de aguas residuales municipales e industriales.

Las emisiones totales y participación por sector se presentan en la siguiente Figura 1.7.

Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 2015

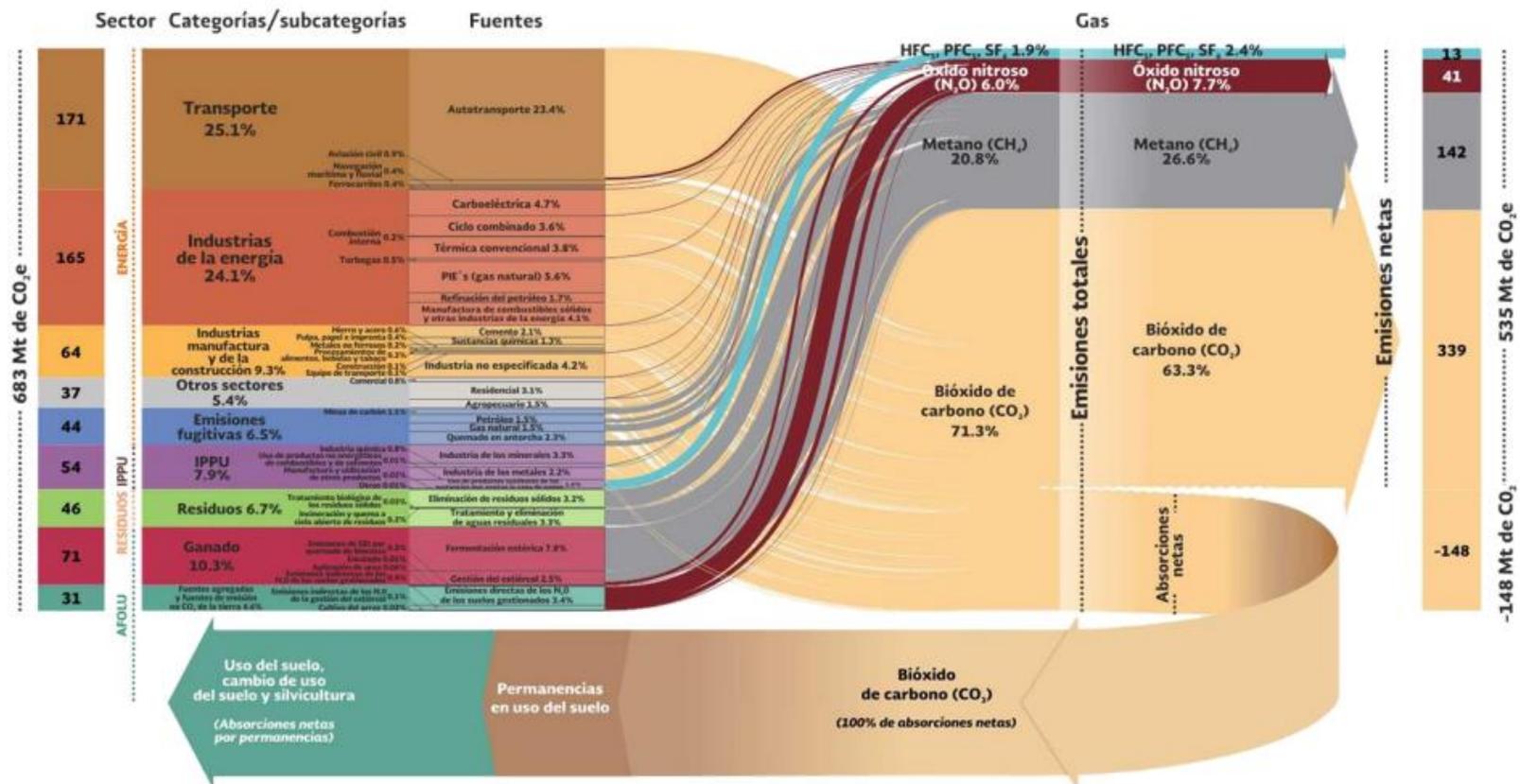


Figura 1.7 Sectores y participación de emisiones de GEI en México en el año 2015, SEMARNAT (2017)

1.3.1 Emisiones estacionarias por sector

De acuerdo con el Atlas de almacenamiento geológico de CO₂, en México se tienen identificadas 1963 fuentes estacionarias de emisión⁹. La ubicación geográfica de las emisiones de los diversos sectores industriales se muestran la Figura 1.8, los círculos de cada color representan el tipo de industria y el tamaño de circunferencia representa la magnitud de las emisiones de CO₂ asociadas.



Figura 1.8 Ubicación y magnitud relativa de las fuentes de emisiones de CO₂ en México, SENER-CFE (2012)

Existen sectores con gran cantidad de emisiones y con un menor número de fuentes de emisión, como se observa en la Figura 1.9 estos sectores son: generación eléctrica, sector petrolero y petroquímico, industria del cemento y cal, sectores que se consideran como las principales opciones para la implementación de una tecnología de captura de CO₂.

⁹ SENER-CFE 2012. Atlas de almacenamiento geológico de CO₂ en México, 44 p.

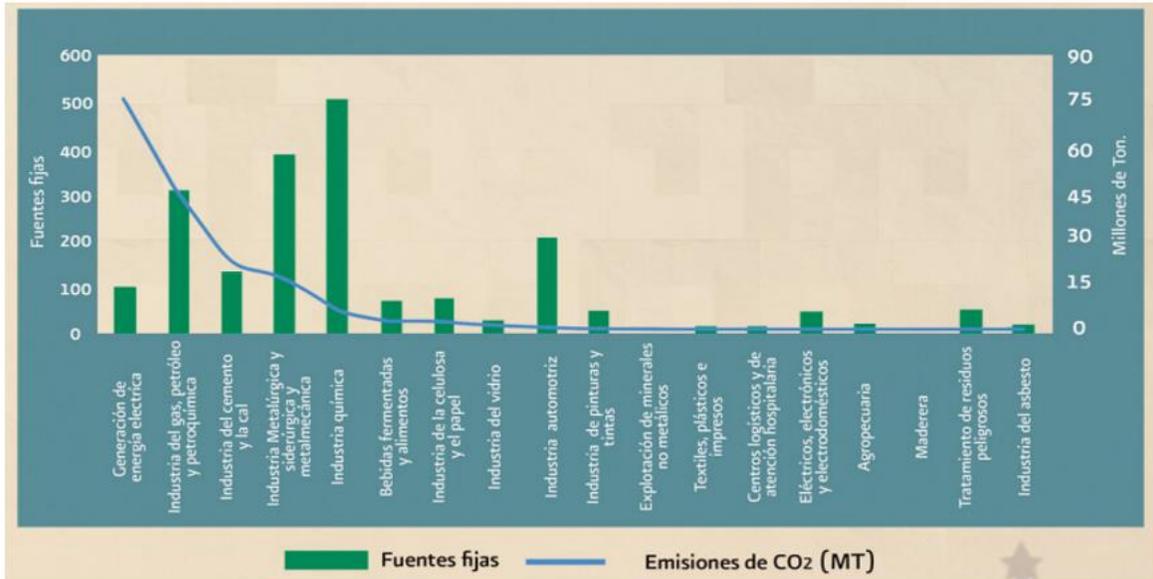


Figura 1.9 Volumen de emisiones de CO₂ y número de fuentes de emisión por sector industrial, SENER-CFE (2012)

1.3.2 Emisiones estacionaras por entidad federativa

Dentro de las entidades federativas con mayor volumen de emisiones de CO₂ se encuentra Coahuila seguida por Tamaulipas, Campeche y Veracruz, estas últimas tres están en una zona de alta explotación petrolera y con ello se deriva un alto volumen de emisiones (Figura 1.10) con potencial de implementación de tecnologías de captura de CO₂.

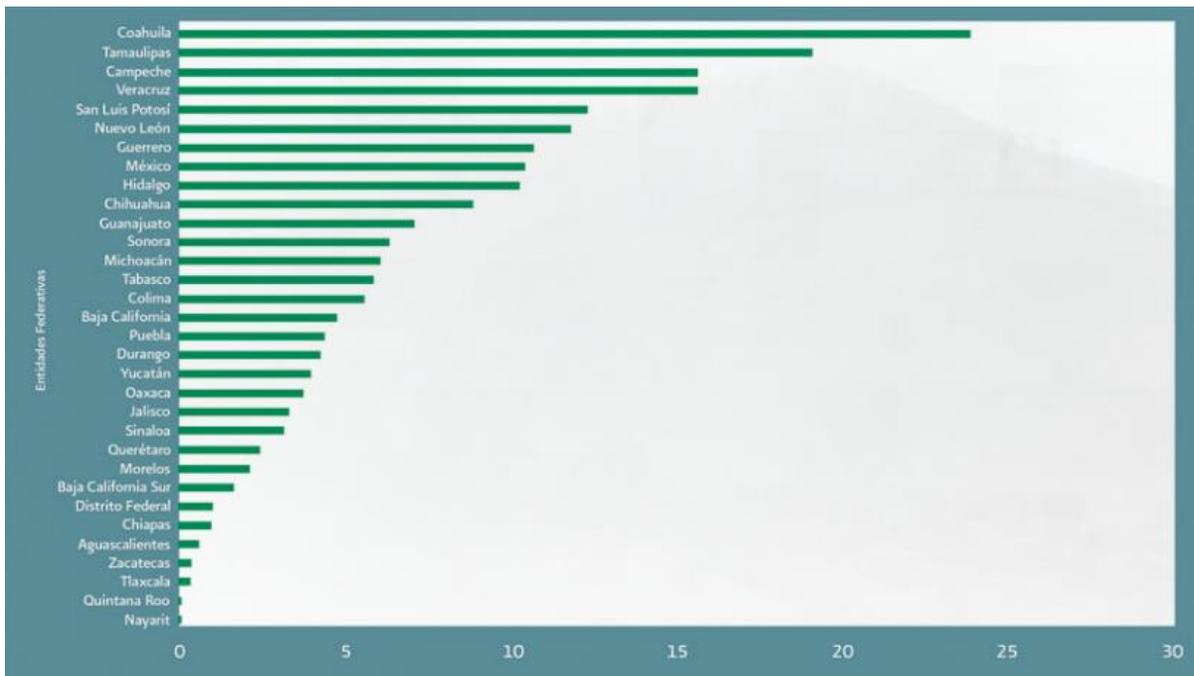


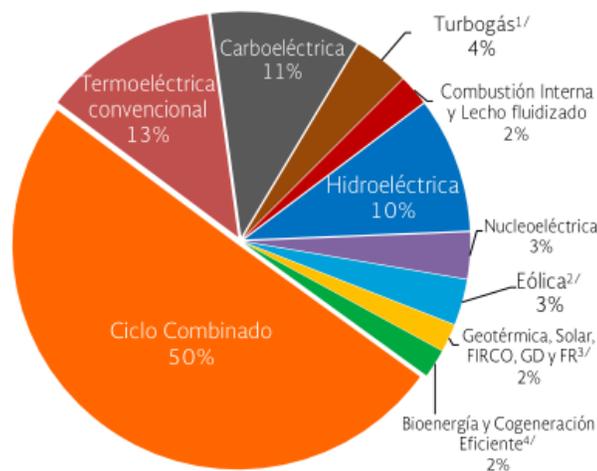
Figura 1.10 Emisiones de CO₂ por entidad federativa, SENER-CFE (2012)

Los dos principales sectores estacionarios con altos volúmenes de emisión y pocas fuentes son el sector de generación eléctrica y la industria del petróleo, gas y petroquímica, los cuales son propensos a realizar proyectos de captura de CO₂ y se describen a continuación.

1.3.3 Emisiones del sector eléctrico en México

Actualmente la generación de energía eléctrica en México se encuentra más diversificada que en años anteriores, sin embargo, aún depende de gran manera de las tecnologías con quema de combustible, cerca del 80% de la generación eléctrica proviene de este tipo de tecnologías¹⁰, es por lo que este sector es de las principales fuentes de emisión en México.

El 50% de la generación proviene de plantas de ciclo combinado, 13% de térmicas convencionales, 11% de carboeléctricas, turbogás con 4% y plantas de combustión interna con 2%, todas ellas tecnologías con quema de combustibles fósiles para la generación eléctrica y con ello emisiones de gases de efecto invernadero al ambiente. En este sector se reportan principalmente las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O, tanto por las plantas operadas por la Comisión Federal de Electricidad y las plantas operadas por los Productores Independientes de Energía, que proveen electricidad para el servicio público.



^{1/}Incluye plantas móviles. ^{2/}Incluye Generación Distribuida (GD) eólica. ^{3/}Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), Generación Distribuida (GD) Solar e Híbrida y Frenos Regenerativos (FR). ^{4/}Incluye Generación Distribuida (GD) de bioenergía. El total puede no coincidir por redondeo. Información preliminar 2016. Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

Figura 1.11 Porcentaje de generación bruta por tecnología en el 2016, SENER (2017)

En el año 2016 se estimaron emisiones de 116.6 MtCO₂¹¹ por parte de generación eléctrica convencional, la tecnología de ciclo combinado es la que más gases de efecto invernadero emitió con el 63% del total, derivado del gran porcentaje de participación de generación

¹⁰ SENER (2017), Plan de desarrollo del sector eléctrico nacional 2017-2031 PRODESEN, 380 p.

¹¹ SENER (2017), Op Cit. p130.

bruta, seguida por la termoeléctrica convencional con el 16%, carboeléctrica con 13%, Turbogás con el 5%, Combustión interna con 2% y Lecho fluidizado con 1% de las emisiones totales.

Tecnología	Centrales en operación	Horas despachadas	Emisiones emitidas (MtCO ₂)	Generación Bruta (GWh)
Convencional	517	4,449	116.6	254,495
Ciclo combinado	71	5,880	73.5	160,378
Termoeléctrica convencional	60	3,203	18.5	40,343
Carboeléctrica	3	6,360	15.7	34,208
Turbogás	128	2,494	5.8	12,600
Combustión Interna	253	2,162	1.4	3,140
Lecho fluidizado	2	6,596	1.8	3,826

Tabla 1.1 Porcentaje de generación bruta y emisiones de CO₂ por tecnología en el 2016, SENER (2017)

El volumen de emisión depende de la generación bruta y el combustible utilizado, la Tabla 1.2 muestra los factores de emisión (kg/MWh) para diferentes tecnologías y potencia de trabajo.

Tecnología	Contaminante			
	CO ₂	SO ₂	NO _x	Partículas
Carboeléctrica (≤ 350 MW)	818.7	9.9	6.1	0.5
Carboeléctrica (> 350 MW)	542.4	3.0	4.0	0.3
Ciclo combinado	417.3	0.2	1.4	0.0
Combustión Interna (≤ 20 MW)	757.7	14.7	16.5	0.2
Combustión Interna (> 20 MW)	619.4	14.5	11.6	0.3
Lecho fluidizado	860.0	2.6	0.0	0.1
Termoeléctrica convencional (≤ 115 MW)	805.7	14.7	1.3	1.0
Termoeléctrica convencional (≤ 250 MW)	600.5	9.7	0.9	0.6
Termoeléctrica convencional (> 250 MW)	678.4	12.7	1.1	0.8
Turbogás (diésel)	1408.3	47.2	8.2	0.1
Turbogás (gas)	525.5	0.0	1.8	0.0

Tabla 1.2 Factores de emisión en kg/MWh de gases de combustión por tecnología, SENER (2017)

Destacan las carboeléctricas, termoeléctricas y lecho fluidizado, tecnologías que queman combustibles con alto contenido de carbono. Las menos contaminantes son las de ciclo combinado, tecnología que utiliza gas natural para su generación y un proceso de transformación más eficiente.

De acuerdo con la Tabla 1.1 las emisiones en millones de toneladas CO₂ anuales, en el año 2016, las carboeléctricas, con sólo tres plantas operadas por CFE reportaron 15.7 MtCO₂, las termoeléctricas convencionales, con 60 centrales en operación tuvieron emisiones de 18.5 MtCO₂ y las de ciclo combinado con 71 centrales en operación emitieron 73.5 MtCO₂. Son las tres tecnologías que se deben considerar como las principales opciones de implementación de tecnología de captura de CO₂¹².

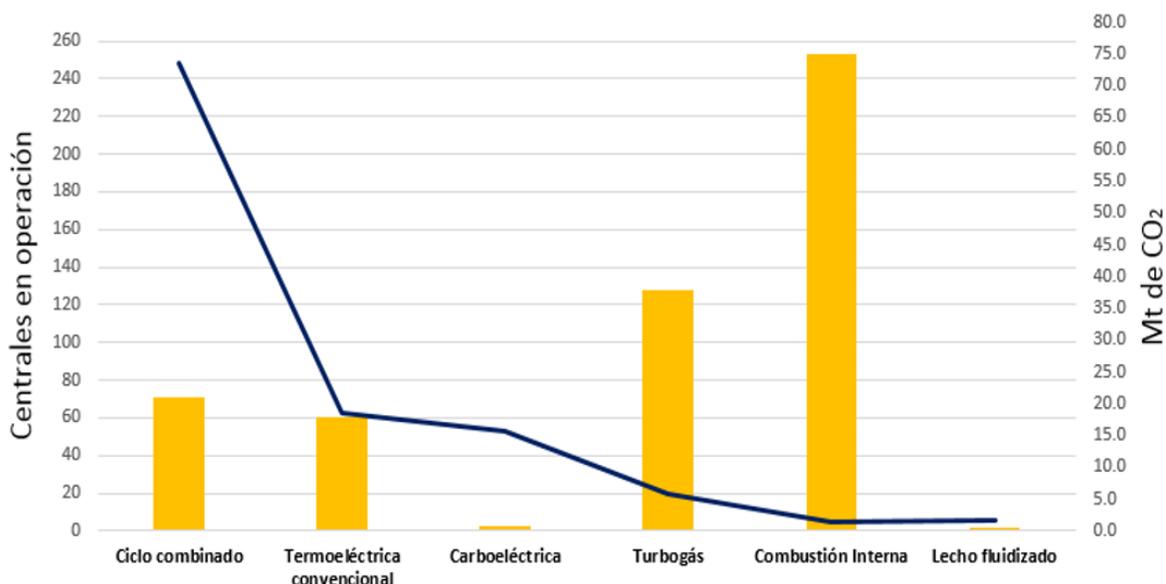


Figura 1.12 Volumen de emisiones de MTCO₂ anuales y número de centrales de generación eléctrica operadas por CFE en el 2016, Elaboración propia con datos de SENER (2017)

1.3.4 Emisiones del sector petrolero, petroquímico y de refinación

En la industria petrolera, petroquímica y de refinación se reportan emisiones por la producción, el transporte, la distribución, el procesamiento y el uso de hidrocarburos de PEMEX y principalmente de sus dos empresas subsidiarias PEMEX-Exploración y Producción y PEMEX-Transformación Industrial. Estas emisiones son derivadas de la utilización de equipos de combustión, oxidadores, quemadores, separadores, torres, venteo en plantas de amoniaco, venteo en plantas de etileno, venteo en plantas de gas natural y emisiones fugitivas propias, derivadas principalmente en las instalaciones de producción de hidrocarburos, plantas de refinación, plantas petroquímicas y plantas procesadores de gas.

En la Tabla 1.3 Se muestran las emisiones por las antiguas empresas subsidiarias (PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinación, PEMEX Petroquímica, PEMEX Gas y Petroquímica Básica).

¹² SENER (2017), Op Cit. p130

ORGANISMOS	MTCO ₂	%
PEMEX Corporativo	0.42	1.0
PEMEX Exploración y Producción	14.14	34.4
PEMEX Refinación	14.92	36.3
PEMEX Gas y Petroquímica Básica	5.30	12.9
PEMEX Petroquímica	6.28	15.3
Total	41.06	100

Tabla 1.3 Emisiones de MTCO₂ en el año 2013 de las empresas subsidiaras de PEMEX, Elaboración propia con datos de PEMEX (2013)

Se observa que PEMEX Refinación es la empresa subsidiara con más porcentaje de emisiones, seguida por PEMEX Exploración y Producción, Pemex Petroquímica y en menor medida por PEMEX Gas y Petroquímica Básica.

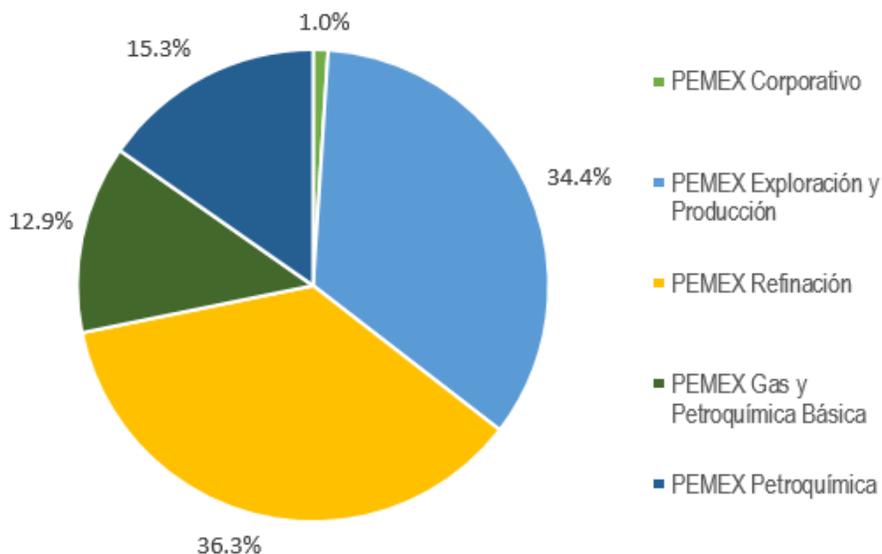


Figura 1.13 Porcentaje de participación en emisiones de las empresas subsidiaras de PEMEX. Elaboración propia con datos de PEMEX 2013.

Los volúmenes emitidos por este tipo de fuentes son mucho menores si se compara con las plantas de generación eléctrica, sin embargo, muchas de las plantas petroquímicas, de refinación y los centros procesadores de gas se encuentran relativamente cerca de las zonas de explotación petrolera, así mismo, tienen la característica de que pocas fuentes emiten el mayor porcentaje de dichas emisiones, lo que hace viable la captura de CO₂ proveniente de estas fuentes. Se estudiará en capítulos posteriores su factibilidad

2 Captura y almacenamiento de CO₂

2.1 Introducción

La agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) propone una estrategia para la mitigación de los gases de efecto invernadero en los próximos años, dentro de esta estrategia cada uno de los elementos es completamente necesario. En esta estrategia de mitigación, se tiene contemplada la captura y secuestro de CO₂ de fuentes industriales y de generación eléctrica, con una participación de 12% en el año 2050.

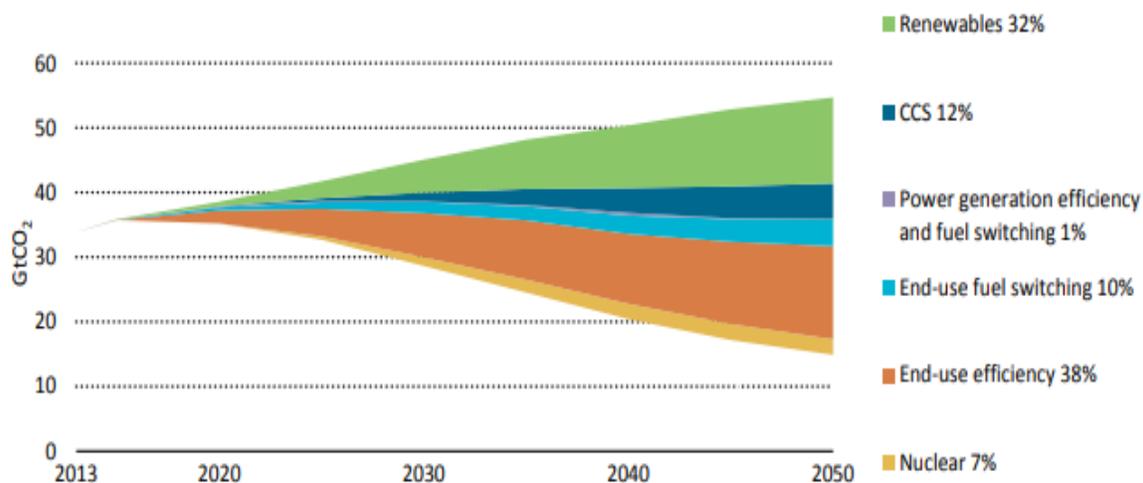


Figura 2.1 Estrategias de mitigación de GEI propuestas por la IEA para los próximos años, IEA (2016)

La captura y el almacenamiento de bióxido de carbono (CCS por sus siglas en inglés) consisten en la separación del CO₂ emitido por la industria y fuentes relacionadas con la energía, su transporte a un lugar de almacenamiento y su aislamiento de la atmósfera a largo plazo¹³. La captura y secuestro de carbono implica una serie de procesos que se ilustran en la Figura 2.2.

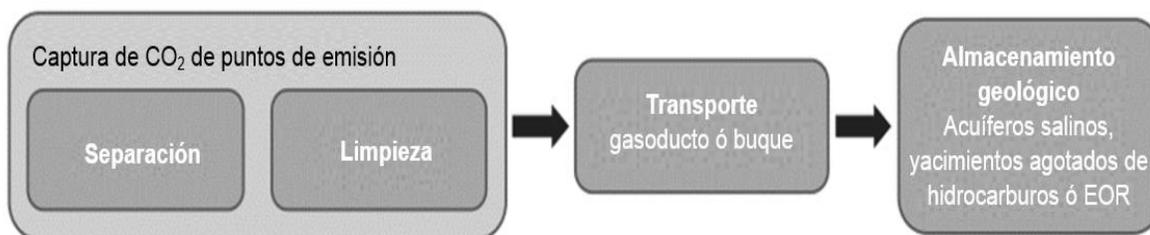


Figura 2.2 Procesos de captura y secuestro de CO₂, Modificado de IPCC (2005)

¹³ IPCC (2005), Informe especial del IPCC: La captación y el almacenamiento de bióxido de carbono. R. técnico. EUA, ONU, 66 p.

2.2 Procesos de captura y separación del CO₂

Los gases emitidos por las fuentes de emisión deben pasar por un proceso de separación, con el fin de separar el CO₂ del resto de los gases, dependiendo la técnica de utilización los gases de combustión deben de pasar por alguno de los procesos siguientes:

- **Absorción química:** El CO₂ reacciona con un solvente químico, formando nuevos compuestos que posteriormente se descompone por medio de calor y regeneración.
- **Absorción física:** El CO₂ es absorbido en un solvente, pero no se producen compuestos químicos.
- **Adsorción física:** Se separa el CO₂ mediante el uso de materiales con alta superficie específica.
- **Separación por membranas:** Se separa el CO₂, haciendo pasar los gases de combustión a través de membranas al tiempo que se excluyen otras partes de la mezcla de gases de combustión.
- **Procesos criogénicos:** La separación del CO₂ se realiza a través de procesos de presión y temperatura controlados.

Existen diferentes tecnologías de captura, las cuales emplean los procesos anteriormente descritos, son las mostradas en la Figura 2.3.

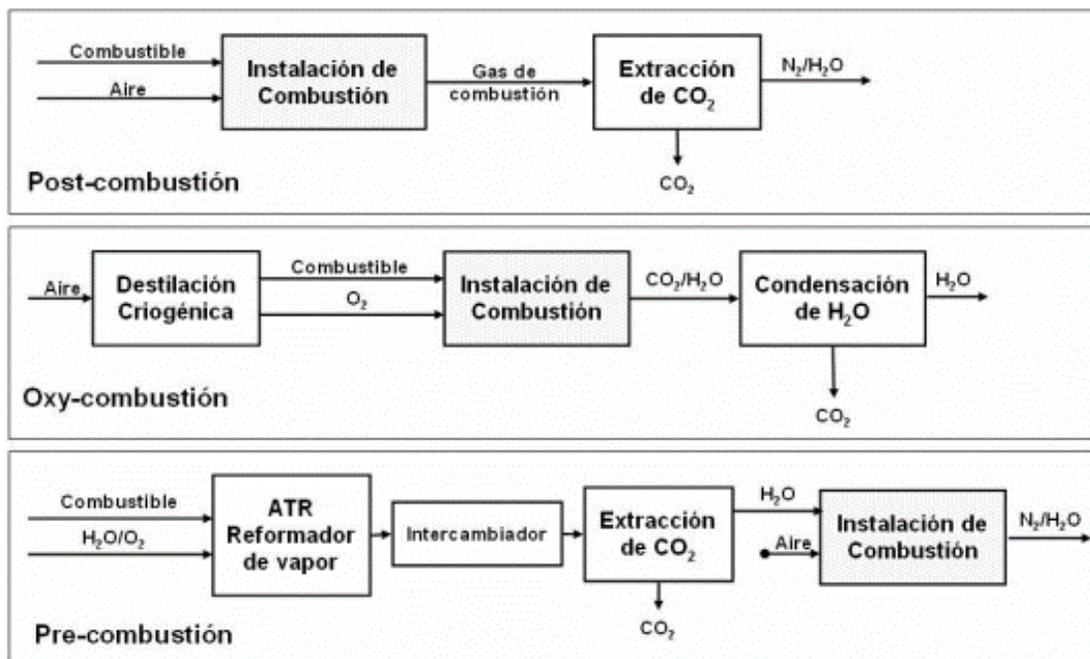


Figura 2.3 Tecnologías existentes para captura de CO₂, Lacy (2005)

- **Postcombustión:** Esta tecnología utiliza solventes orgánicos como el MEA, para separar el CO₂ de los demás gases de la combustión.

- **Oxy-combustión:** Se incorpora O₂ de alta pureza durante el proceso de combustión, con ello se obtiene CO₂ de alta concentración (superior al 80% en volumen). Posteriormente el vapor de agua se sustrae del flujo de gas por medio de enfriamiento y compresión.
- **Pre-combustión:** El combustible es tratado con vapor de agua y oxígeno de forma previa con el fin de producir un gas de síntesis (CO y H₂), posteriormente el CO (monóxido de carbono) y el vapor de agua son separados en un reactor donde se obtiene el CO₂ e hidrógeno.

2.3 Transporte de CO₂

En la actualidad, los gasoductos son el método más común de transporte de CO₂, por lo general, el CO₂ gaseoso se comprime 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 su transporte. En ciertas situaciones o lugares, el transporte de CO₂ por buque puede resultar más atractivo desde el punto de vista económico, especialmente si el CO₂ tiene que ser transportado a largas distancias o a ultramar.

2.4 Almacenamiento Geológico de CO₂

Los medios geológicos apropiados para el almacenamiento de CO₂ deben de cumplir con las siguientes características¹⁴:

- **Capacidad** para almacenar el volumen de CO₂, determinada por la porosidad del yacimiento.
- **Inyectividad**, capacidad para captar el CO₂, ésta es determinada por la permeabilidad del yacimiento.
- **Confinamiento** para evitar las posibles fugas o migración del CO₂ hacia la superficie o acuíferos potables, está determinada por la presencia de trampas estratigráficas y/o estructurales y la roca sello.

Existen cuatro tipos de formaciones geológicas que han sido objeto de una amplia consideración para el almacenamiento geológico de CO₂: yacimientos de petróleo y gas agotados, como método de recuperación mejorada de hidrocarburos, formaciones salinas profundas y capas de carbón inexplorables¹⁵ (ver Figura 2.4).

¹⁴ Bachu, S., 2008, CO₂ storage in geological media: Role, means, status and barriers to deployment, Progress in Energy and Combustion Science, Vol 34, pp. 254-273.

¹⁵ IPCC (2005), Op. Cit. p30.

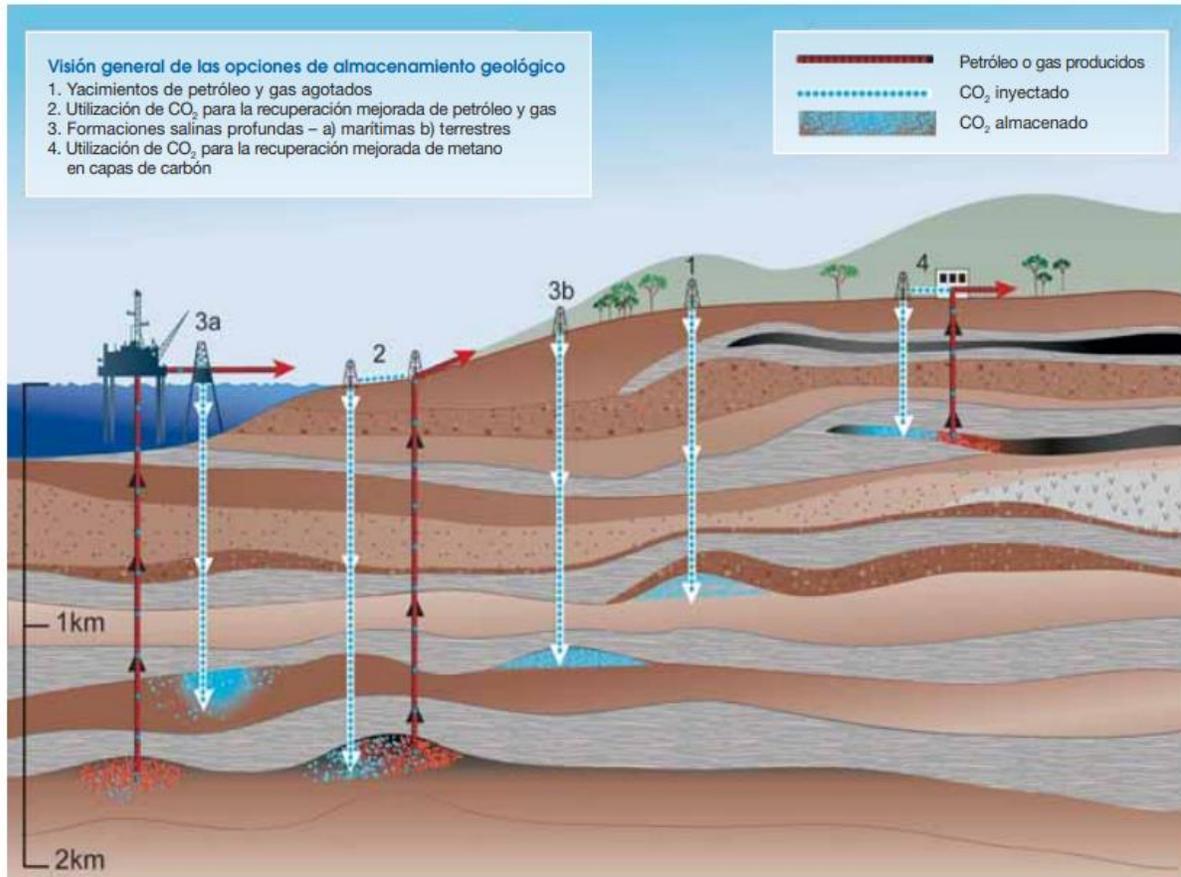


Figura 2.4 Métodos de almacenamiento geológico de CO₂, IPCC (2005)

- **Yacimientos de petróleo y gas agotados:** Se rellena los espacios porosos vacíos con CO₂ donde anteriormente existían hidrocarburos (gas o aceite) que ya fueron producidos.
- **Utilización de CO₂ como método de recuperación mejorada de hidrocarburos:** Se inyecta CO₂ con el fin de mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo productor, es la opción más utilizada en la actualidad.
- **Formación salina profunda terrestre o marítima:** Se inyecta el CO₂ en acuíferos que por su salinidad no tiene posibilidades de utilizarse por el hombre, esta opción no ofrece un subproducto o valor económico, sin embargo, cuenta con gran capacidad de almacenamiento.
- **Utilización de CO₂ para recuperación mejorada de metano en capas de carbón:** Se inyecta CO₂ en los mantos de carbón económicamente inexplotables, remplazando al metano, permitiendo que el carbón atrape el CO₂ aislándolo de la atmósfera.

2.5 Costos asociados a los proyectos de captura y almacenamiento de CO₂

Los costos asociados a la captura y almacenamiento de CO₂ dependen de las tecnologías utilizadas tanto en los procesos de captura, transporte y almacenamiento e inyección del CO₂ se presentan enseguida.

2.5.1 Costos de captura

Los costos de captura de CO₂ son afectados principalmente por el tipo de fuente de emisión y la pureza del CO₂, mientras más puro el CO₂ los costos serán más bajos. En la Tabla 2.1 se presentan cifras de los incrementos en los costos nivelados de producción por la implementación de tecnología de captura en diferentes fuentes industriales. Los valores son de plantas de procesos de los Estados Unidos de América, sin embargo, las cifras son de suma importancia ya que permiten estimar los posibles costos de implementación de tecnología de CCS en México.

Estas cifras muestran un considerable aumento en fuentes de generación eléctrica, en el caso de las termoeléctricas teniendo un aumento del 60 al 70% por MWh generado y en menor aumento en los centros procesadores de gas del 2% por Giga-Joule de gas procesado, esto debido principalmente a la concentración del CO₂ en los gases emitidos.

El aumento de los costos nivelados aplicando una tecnología de CCS es de suma importancia para la evaluación económica y su factibilidad para cada una de las fuentes emisoras.

APLICACIÓN	Gen Elect Carbón Super Crítica	Gen Elec Oxy-Comb. Super Crítica	Gen Elect IGCC	Gen Elect NGCC	Hierro y acero	Cemento	Gas Natural	Fertilizantes	Biomasa a Etanol
Costo nivelado	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/t	USD/t	USD/GJ	USD/t	USD/litro
Sin CCS	75-77	--	95	49	280-370	101	3.75	400-450	0.40-0.45
Con CCS 1a en su tipo	124-133	119-129	141	78	114	69	0.061	13	0.018
Con CCS no 1a en su tipo	108	107	102	62	95	58	0.058	12	0.017
Incremento por 1a en su tipo con CCS	60-70%	51-64%	45%	57%	30-41%	68%	2%	3-4%	4-5%
Costo de CO ₂ evitado (USD/tCO ₂)									
1a en su tipo	74-83	66-75	97	89	77	124	21.5	25.4	21.5
No 1a en su tipo	55	52	46	43	65	103	20.4	23.8	20.4

Tabla 2.1 Aumento de los costos nivelados de producción con tecnología de captura para diferentes fuentes, Dávila (2017)

2.5.2 Costos de transporte

El transporte del CO₂ se puede realizar vía buque o por gasoducto, siendo este último el más utilizado en proyectos realizados mundialmente.

Los principales factores que afectan a los costos son la distancia de transporte y el flujo másico que circulará por el gasoducto. Así mismo, otros factores de afectación dependen si el gasoducto es terrestre o marítimo, así como las condiciones del terreno. Los costos nivelados de transporte se presentan en la Figura 2.5, estos costos contienen gastos de

inversión, de instalación, de operación y mantenimiento y de combustible para la compresión del gas.

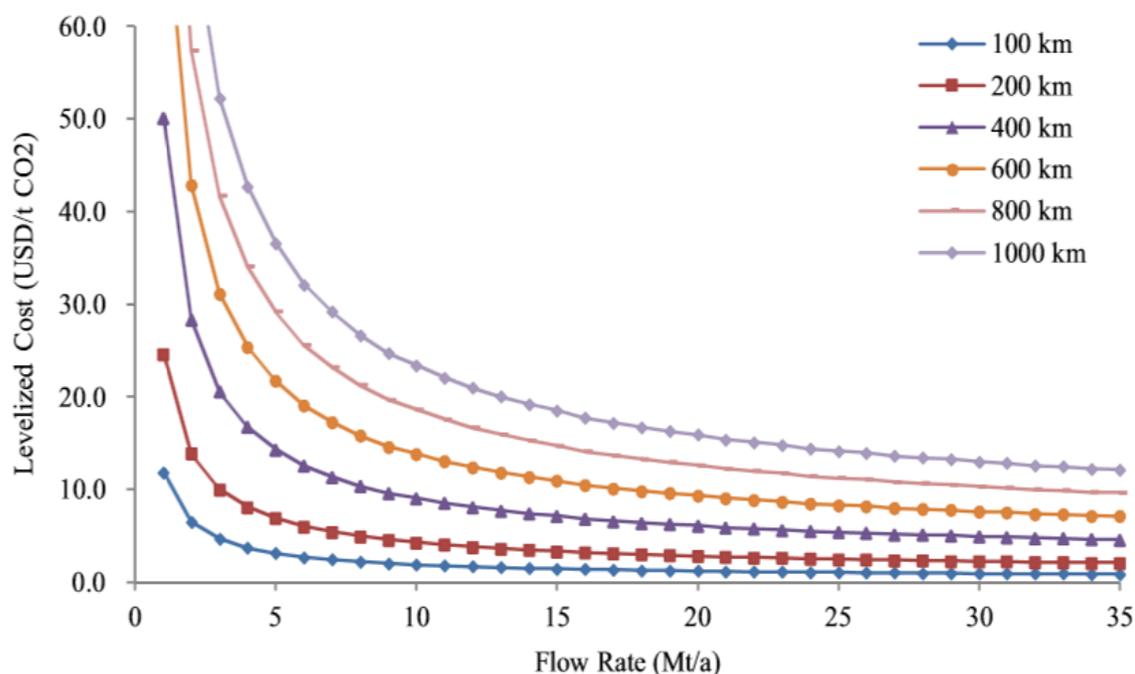


Figura 2.5 Costos asociados al transporte de CO₂ para diferentes distancias y flujos másicos anuales, Dávila (2017)

2.6 Inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada de hidrocarburos

La recuperación mejorada de hidrocarburos (EOR por sus siglas en inglés), son aquellos métodos donde consiste en la inyección de materiales que normalmente no se encuentran en el yacimiento o que comúnmente se encuentran en el yacimiento, pero son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar el comportamiento fisicoquímico de los fluidos del yacimiento, sin dañar la formación geológica y las propiedades fisicoquímicas de los hidrocarburos en superficie. Estos métodos permiten recuperar volúmenes de aceite que normalmente no se podrían obtener económicamente por los métodos de recuperación primaria o secundaria

El CO₂ es inyectado al yacimiento con el fin de proveer energía adicional, el CO₂ se disuelve en el petróleo reduciendo su viscosidad y desplazándolo hacia los pozos productores. Este hidrocarburo producido contiene una mínima cantidad de CO₂, la cual es separada y posteriormente reinyectada.

En la actualidad la recuperación mejorada de hidrocarburos es la opción económica más importante y viable en los procesos de captura y almacenamiento de CO₂, dado que permite incrementar la producción de hidrocarburos y con ello obtener un beneficio económico que

mejora el balance costo/ingreso de los procesos de captura y secuestro de CO₂. Además, se tiene la certidumbre de que el CO₂ permanecerá en el subsuelo pues los yacimientos de hidrocarburos cuentan con las características petrofísicas necesarias para su almacenamiento, dado que han almacenado gas y petróleo por millones de años.

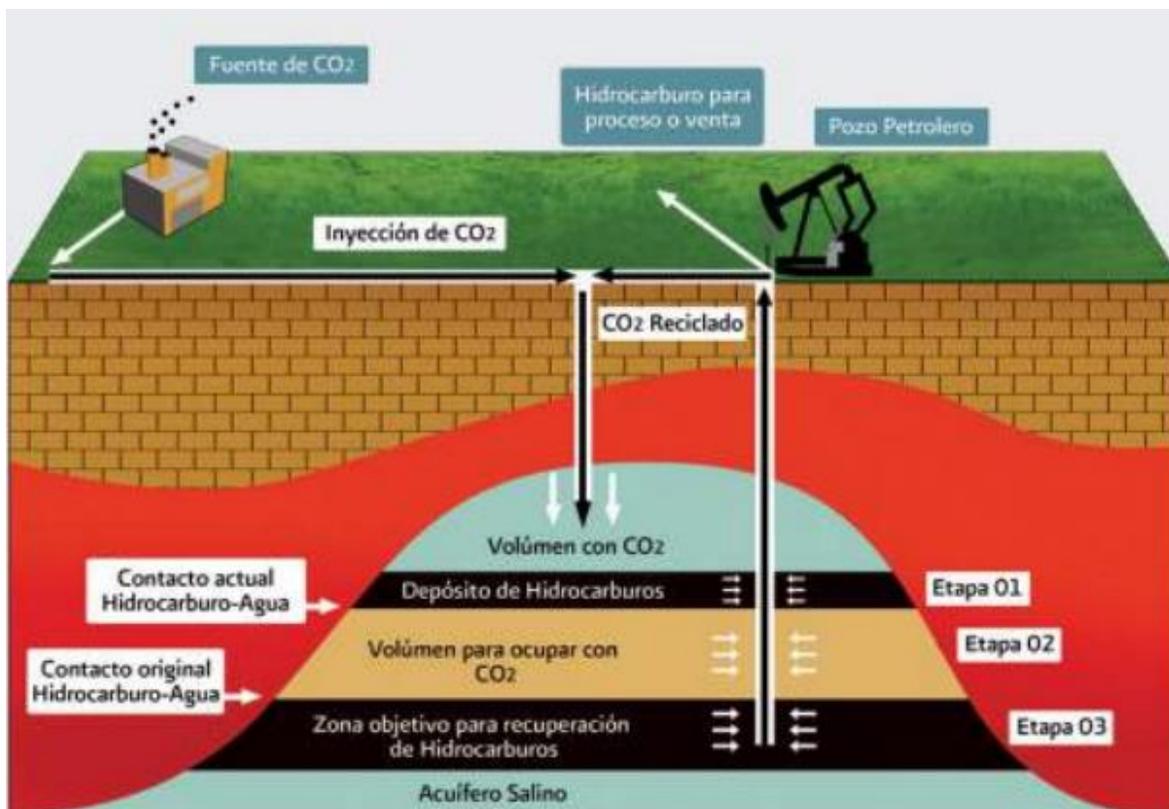


Figura 2.6 Esquema de recuperación mejorada de hidrocarburos con inyección de CO₂, SENER (2014)

3 Explotación de hidrocarburos

3.1 Definiciones básicas

A continuación, se presentan algunas definiciones básicas:

Volumen original de hidrocarburos: Se define como la cantidad de hidrocarburos que se estima existe inicialmente en un yacimiento.

Producción acumulada: La cantidad total de petróleo y gas recuperados de un yacimiento a partir de un tiempo determinado en la vida productiva del campo.

Volumen remanente: Es la diferencia entre el volumen original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.

Reservas: Las reservas se definen como el volumen de hidrocarburos, calculado a condiciones atmosféricas por métodos geológicos y de ingeniería, que se estima serán recuperados económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de evaluación. La estimación parte de un proceso de caracterización de yacimientos, ingeniería de yacimientos, producción y evaluación económica.

Reservas probadas: Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural, y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica.

Reservas probables: Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables que lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Reservas posibles: Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

Factor de recuperación: Es el cociente de la producción acumulada y el volumen original, comúnmente expresado en porcentaje, en otras palabras, es el porcentaje de los hidrocarburos recuperados del total en sitio.

$$FR = \frac{\text{Producción acumulada de aceite o gas a una fecha}}{\text{Volumen original de aceite o gas}}$$

Factor de recuperación final: Es el porcentaje de hidrocarburos esperados a ser recuperados en la vida final de un campo, se calcula como el cociente de la producción acumulada final esperada de aceite o gas y el volumen original.

$$FRF = \frac{\text{Producción acumulada final esperada de aceite o gas (Np final)}}{\text{Volumen original de aceite o gas}}$$

De acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la producción acumulada final esperada se calcula¹⁶:

$$Np \text{ final} = \text{Producción acumulada a la fecha de cálculo} + \text{Reservas probadas} + \text{probables}$$

3.2 Etapas de explotación de los yacimientos

Comúnmente existen diferentes etapas en la explotación de un yacimiento, éstas han sido divididas en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria o mejorada, se esquematizan en la Figura 3.1.

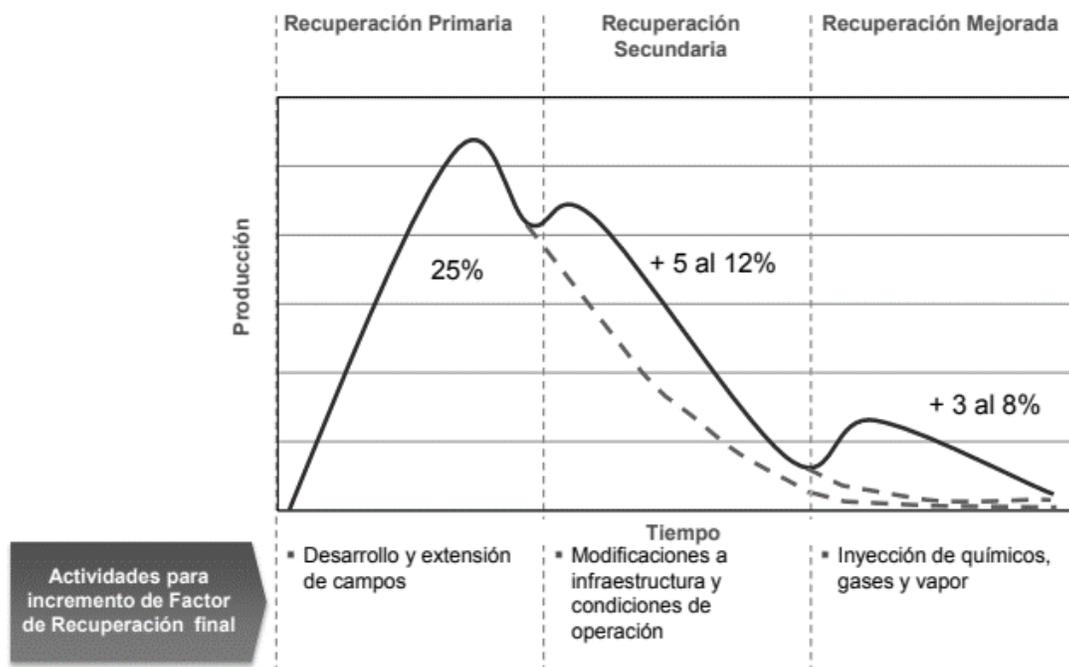


Figura 3.1 Etapas de explotación de un yacimiento de hidrocarburos, PEMEX (2015)

¹⁶ CNH (2010), Documento técnico 1 (DT-1). Factores de Recuperación de aceite y gas en México, 116 p.

Estas etapas no siempre se han encontrado en todos los yacimientos, en ciertos yacimientos se ha implementado recuperación secundaria e incluso mejorada sin haber ocurrido con la etapa primaria. Los procesos de recuperación se han dividido en tres categorías, de acuerdo con su orden cronológico: primaria, secundaria y terciaria o mejorada¹⁷

3.2.1 Recuperación primaria

La recuperación primaria está regida por fuerzas propias del yacimiento que intervienen en el flujo de fluidos a través del medio poroso, estas son fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. Estos mecanismos de producción son los siguientes:

- Expansión del sistema roca-fluidos
- Expansión del aceite por el contenido de gas disuelto
- Expansión del casquete de gas
- Imbibición espontánea
- Empuje por afluencia de acuífero
- Drene gravitacional
- Una combinación de las anteriores

En estos mecanismos de producción existe una reducción en la presión del yacimiento con el tiempo, debido a la extracción de fluidos durante la etapa de producción.

3.2.2 Recuperación secundaria

Este proceso de recuperación incorpora energía adicional al yacimiento, esto se realiza con el fin de proveer un empuje adicional al yacimiento, esto se logra mediante la inyección de fluidos como gas, agua y combinación gas-agua.

El fin de este mecanismo de recuperación secundaria es realizar un desplazamiento inmisible de los hidrocarburos. Se estima un porcentaje máximo de recuperación de aceite residual de 10% del aceite original en sitio.

3.2.3 Recuperación mejorada

Este método de recuperación consiste en la inyección de materiales que normalmente no se encuentran en el yacimiento o que comúnmente se encuentran en el yacimiento, pero son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar el comportamiento fisicoquímico de los fluidos del yacimiento. Estos métodos de recuperación permiten extraer volúmenes de aceite que normalmente no se podrían obtener económicamente por los métodos de

¹⁷ CNH (2012), El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR, 124 p.

recuperación primaria o secundaria. Con estos métodos se estima un porcentaje máximo de recuperación de aceite residual de 10% del aceite original en sitio.

3.3 Métodos de recuperación mejorada¹⁸

Los métodos de recuperación mejorada se dividen en: térmicos, químicos e inyección de gases.

3.3.1 Métodos térmicos

Estos mecanismos consisten en la transferencia de energía térmica hacia el yacimiento. El fin es elevar la temperatura de los fluidos expandiendo los fluidos y reducir las viscosidades, estos mecanismos consisten en la inyección de vapor o agua caliente, así como la combustión in-situ. Estos mecanismos se aplican principalmente en yacimientos de aceites pesados y viscosos, en densidades menores a 20 °API y viscosidades entre 200-2000 cp.

3.3.2 Métodos químicos

Estos mecanismos consisten en la inyección de químicos con el objetivo de reducir la tensión superficial con ello reducir la relación de movilidad y mejorar el control sobre la movilidad. Los métodos consisten en la inyección de surfactantes, polímeros y álcalis. Estos métodos se utilizan comúnmente en aceites con densidades menores a 22 °API y viscosidades inferiores de 100 cp.

3.3.3 Métodos de inyección de gases

La inyección de gases se lleva a cabo de dos formas, inmisible o miscible, esta depende de las características de los hidrocarburos a recuperar y del tipo de gas a utilizar.

- Inyección de gases inmiscibles

Se inyecta CO₂, gases hidrocarburos y N₂ en forma inmisible principalmente con el fin de mantener la presión del yacimiento y además desplazar el hidrocarburo hacia los pozos productores. Estos métodos consisten en recuperar aceite por transferencia de masa y con ello aumentar la recuperación final de los yacimientos.

- Inyección de gases miscibles

Este método consiste en incrementar el número capilar, la tensión interfacial se reduce entre el fluido inyectado y el aceite, reducción de la viscosidad, soporte de presión y el mejoramiento de barrido. Consiste en la inyección de gases miscibles, gases hidrocarburos y gases de combustión. Entre estos gases se encuentra la inyección de gas natural, gas LP, bióxido de carbono, Nitrógeno y gases de combustión. Este método es factible para hidrocarburos con gran cantidad de elementos ligeros. Los proyectos más exitosos dentro de

¹⁸ CNH (2012) Op. Cit. p19.

la inyección de gases son los relacionados con la inyección de CO_2 , es el método de recuperación mejorada más empleado en la actualidad a nivel mundial, ya que técnicamente permite obtener fácilmente la miscibilidad con el aceite en el yacimiento. Si se dispone de volúmenes considerables de CO_2 , se pueden llevar a cabo proyectos muy interesantes, con el objeto de aumentar la recuperación final de los yacimientos.

3.4 Inyección de CO_2 como método de recuperación mejorada

La inyección de CO_2 de forma inmiscible tiene como fin mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos a los pozos productores. La inyección de CO_2 se utiliza como gas miscible dentro del yacimiento, cuando el CO_2 es inyectado éste se vuelve soluble en el aceite residual y se termina mezclando con los hidrocarburos.

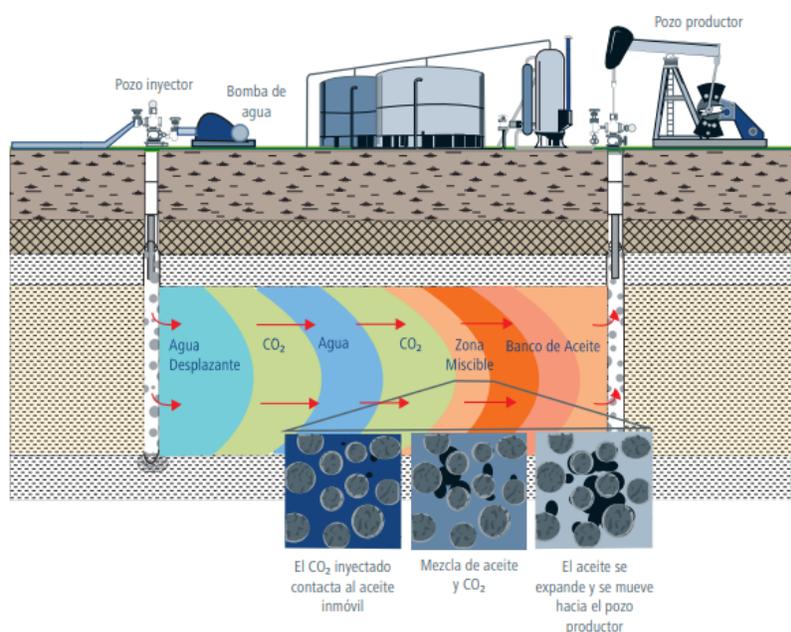


Figura 3.2 Inyección de CO_2 como método de recuperación de hidrocarburos, CNH (2012)

El CO_2 contacta con el aceite inmóvil y éste se disuelve en el aceite provocando que se expanda y reduzca su viscosidad ayudando a mejorar la eficiencia de desplazamiento y moviendo el aceite al pozo productor.

Este proceso ocurre cuando la densidad del CO_2 es alta (está comprimido) y cuando el hidrocarburo contiene gran cantidad de elementos ligeros. Si la presión del CO_2 es menor a la presión crítica, el aceite y el CO_2 dejarán de ser miscibles. El proceso de miscibilidad tiene como objetivo desplazar el aceite de los poros, empujándolo hacia el pozo productor, cambiando la composición de los hidrocarburos.

En la Figura 3.3 se presenta un cuadro relacionando los diferentes métodos de recuperación primaria, secundaria y mejorada.



Figura 3.3 Métodos de recuperación de hidrocarburos, CNH (2012)

3.5 Futuro de la recuperación mejorada en el mundo

Existe un crecimiento de la demanda de energía a nivel mundial, esta demanda será satisfecha principalmente por hidrocarburos en los siguientes años, por lo que existe una proyección al alza en el uso de combustibles fósiles a nivel mundial, principalmente del gas natural y el petróleo crudo, como se observa en la Figura 3.4, lo cual generará un crecimiento en la explotación de hidrocarburos por lo menos hasta la mitad del siglo.

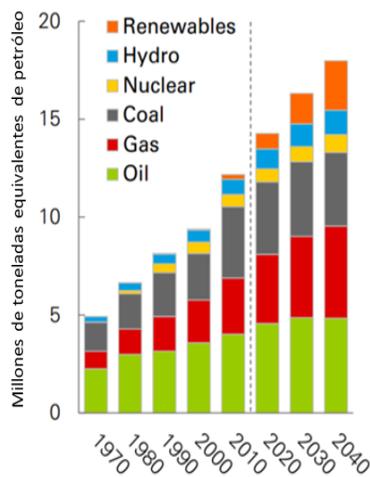


Figura 3.4 Proyección mundial del uso de energía primaria por fuente, IEA (2017)

Sin embargo, como se observa en la Figura 3.5 la explotación de recursos convencionales presenta una tendencia a declinar con el tiempo, por lo que será de suma importancia la incorporación de recursos no convencionales (gas y aceite de lutitas, aceites pesados, extrapesados y bitumen), así como la implementación de métodos de recuperación mejorada y la incorporación de nuevos descubrimientos.

De acuerdo con la IEA en las próximas décadas la demanda de hidrocarburos será satisfecha por la explotación de capacidades existentes, desarrollo de las reservas existentes, así como la incorporación de nuevos descubrimientos, explotación de hidrocarburos no convencionales y por la implementación de métodos de recuperación mejorada (ver Figura 3.5).

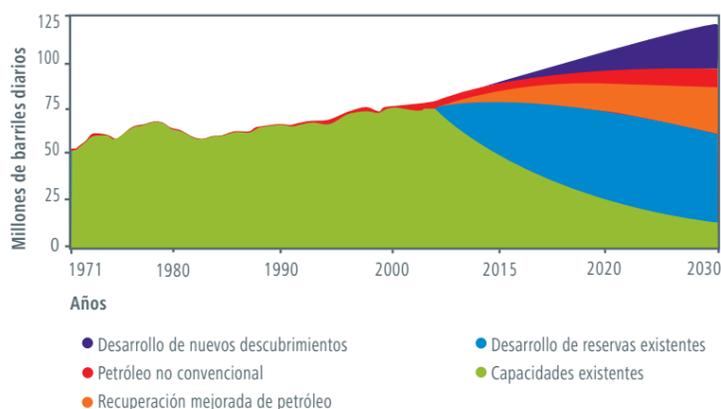


Figura 3.5 Proyección mundial de aceite por fuente de producción, CNH (2012)

Se debe tener claro que la explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales se debe llevar a cabo sin dejar a un lado la transición energética hacia fuentes libres de emisiones de carbono, en el largo plazo.

De acuerdo con la CNH, la producción mundial proveniente de EOR llegará a valores del orden de 20 % para el año 2030, cerca de 25 millones de barriles diarios (Figura 3.6), lo cual representará un auge importante a los métodos de recuperación mejorada a nivel mundial.

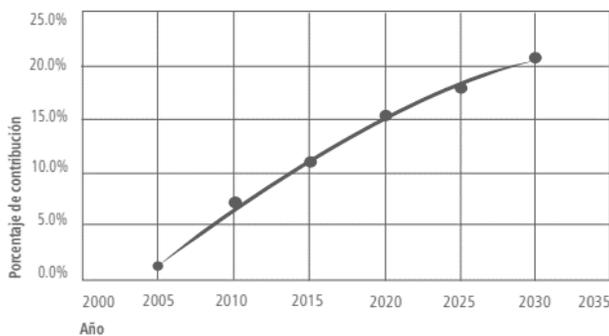


Figura 3.6 Proyección de la contribución de aceite proveniente de métodos de EOR a la producción mundial, CNH (2012)

La producción mundial proveniente de EOR actualmente se tiene con 67% por métodos térmicos, éstos son principalmente en proyectos de aceites pesados en Canadá (Alberta), California (Bakersfield), Venezuela, Indonesia, Omán y China. La inyección de gases contribuye con un 22%. La inyección de CO₂ ha incrementado considerablemente en el tiempo, alcanzando una participación de 11%, principalmente en proyectos en EUA y en Canadá. El método de inyección de químicos aporta 11% principalmente en proyectos de explotación de hidrocarburos en China¹⁹.

3.6 Experiencia mundial en métodos EOR

Para las empresas operadoras de hidrocarburos representará un gran reto llegar a los niveles esperados de producción de hidrocarburos por método de recuperación mejorada, algunas empresas mundiales cuentan con amplia experiencia en este ámbito (Figura 3.7).

En el caso de México y puntualmente de PEMEX, representará una gran oportunidad la implementación de métodos de recuperación mejorada. Estos métodos aún no se han llevado a escala comercial en México, sin embargo, ya se tienen pruebas de laboratorio en métodos de combustión in situ, inyección de gas hidrocarburo y métodos químicos de inyección de polímeros y surfactantes, así como, pruebas piloto en la inyección de vapor caliente y la inyección de CO₂, esto a la espera de resultados positivos y su pronta implementación a nivel comercial.

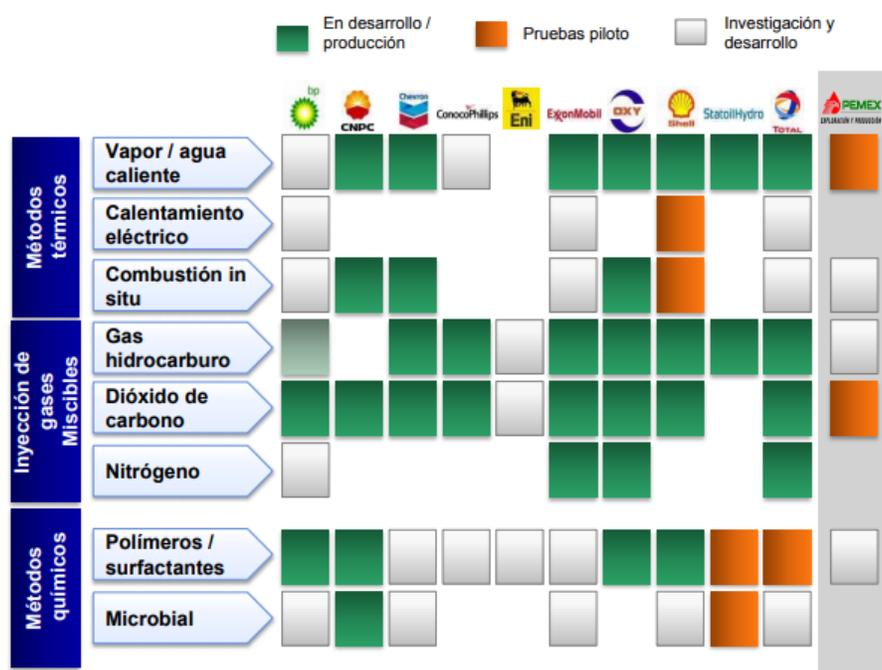


Figura 3.7 Experiencia de las principales empresas operadoras mundiales en métodos de EOR, PEMEX (2015)

¹⁹ CNH (2012) Op. Cit. p13.

4 Antecedentes de explotación de hidrocarburos en México

4.1 Provincias petroleras en México

Una provincia petrolera se define como un área donde ocurren cantidades comerciales de producción de petróleo o en la que se ha identificado condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos²⁰.

En México se ha determinado la existencia de 48 Provincias Geológicas a partir del estudio de modelos geológicos, de estas provincias, 23 cuentan con sistemas petroleros identificados, y sólo 12 se definen como Provincias Petroleras en las cuales se presentan sistemas petroleros activos²¹ (Figura 4.1).

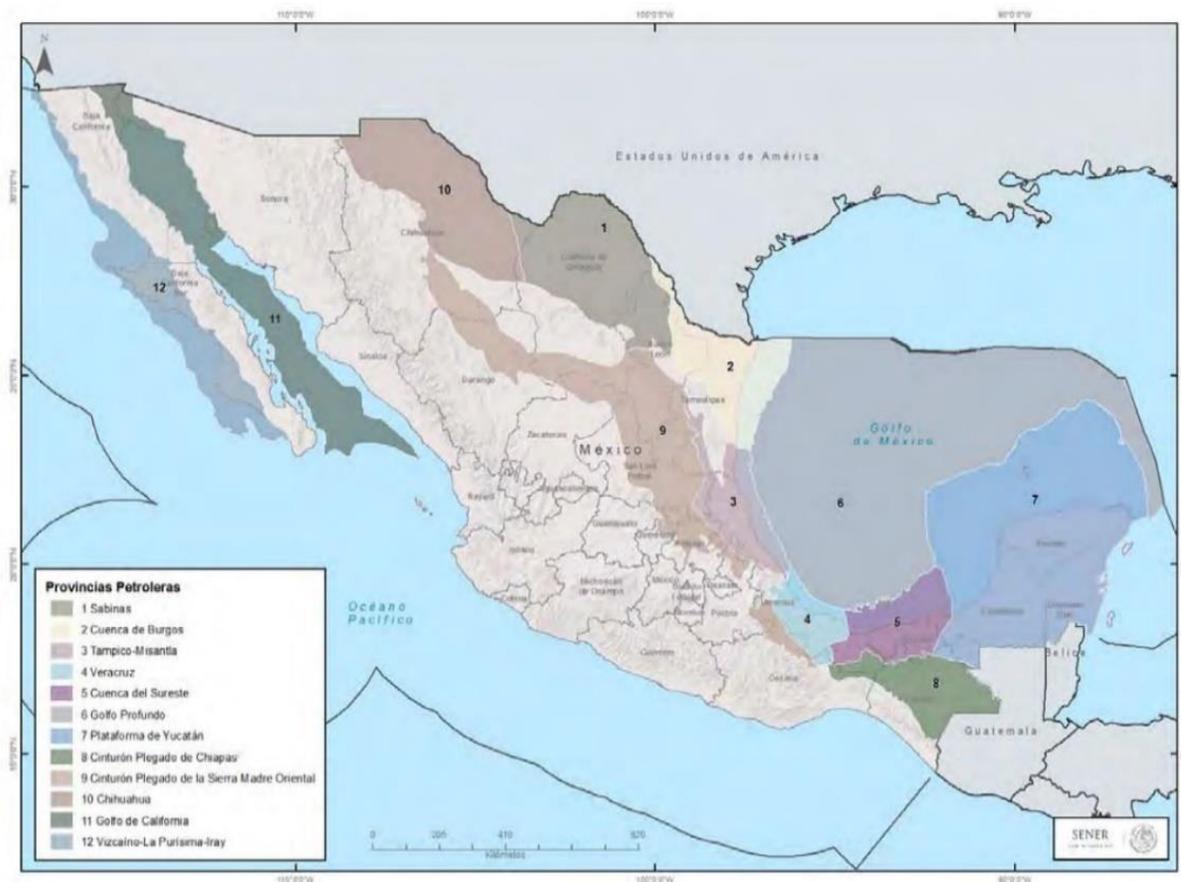


Figura 4.1 Localización de las provincias petroleras en México, SENER (2017)

- **Sabinas-Burro-Picachos:** Se ubica al noreste de México y abarca parte de los estados de Coahuila y Nuevo León con un área aproximada de 134,356 km². Provincia

²⁰ PEP (2013), Provincias Petroleras de México. Pemex Exploración y Producción. Subdirección de Exploración 10 p.

²¹ SENER (2017), Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019 139 p.

productora principalmente de gas seco. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en rocas del Jurásico Superior y Cretácico Inferior.

- **Burgos:** Se localiza en el noreste de México en los estados de Tamaulipas y Nuevo León y parte del Golfo de México, cubriendo una superficie aproximada de 110,000 km². Es la principal provincia productora de gas no asociado del país. Las rocas generadoras corresponden a litologías arcillo-calcáreas del Jurásico Superior Tithoniano y lutitas del Paleógeno.
- **Tampico-Misantla:** Se ubica al oriente de México en los estados de Tamaulipas, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo, Puebla y parte del golfo de México. Es productora principalmente de aceite. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en calizas y areniscas del Jurásico Medio.
- **Veracruz:** Esta provincia se ubica en el oriente de México, en el estado de Veracruz, norte de Oaxaca y parte del Golfo de México. Es productora principalmente de gas y aceite. Los hidrocarburos se encuentran almacenado en siliciclasticos del Eoceno y Mioceno, así como calizas del Cretácico Superior.
- **Cuencas del Sureste:** Se ubica en el sureste de México, en los estados de Tabasco, Veracruz, Campeche, norte de Chiapas y en el Golfo de México. Es la productora de aceite más importante del país. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en carbonatos y areniscas del Jurásico Superior, en carbonatos del cretácico, en brechas carbonatadas del Paleógeno y en areniscas del Neógeno.
- **Golfo de México Profundo:** Se ubica en la Zona Económica Exclusiva del Golfo de México, con un área aproximada de 570,000 km². Los hidrocarburos descubiertos se encuentran almacenados en calizas del Cretácico y en areniscas del Neógeno. En esta área se encuentra el Cinturón Plegado Perdido donde se ha confirmado la presencia de aceite con la perforación de los pozos Triòn-1, Supremus-1, Maximino-1 y el Nobilis-1.
- **Plataforma de Yucatán:** Esta provincia abarca la plataforma continental y la península de Yucatán y se extiende hasta Guatemala y Belice. En esta provincia se ha establecido producción únicamente en Guatemala y Belice.
- **Cinturón Plegado de Chiapas:** En esta provincia se ha establecido producción comercial de aceite y condensados. Los hidrocarburos están almacenados en calizas y dolomías del Cretácico en trampas estructurales.
- **Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental:** Constituida por la cadena de pliegues y fallas más extensa de México. A la fecha no se tienen descubrimientos de hidrocarburos. No se cuenta con estimación de recursos prospectivos.
- **Chihuahua:** A la fecha no se tienen descubrimientos de hidrocarburos y se considera de potencial medio-bajo. No se cuenta con detección de oportunidades ni de estimación de recursos prospectivos

- **Golfo de California:** Aquí se ha probado la existencia de gas seco. El único pozo que resultó productor fue extremeño-1. No se cuenta con una evaluación actualizada de los recursos de esta provincia.
- **Vizcaíno-La Purísima-Iray:** Sus rocas almacenadoras corresponden a areniscas de la Formación Valle del Cretácico Superior. A la fecha no se tienen descubrimientos de hidrocarburos y no existe estimación de recursos potenciales.

Estas provincias petroleras se distribuyen en: Provincias productoras y/o con reservas y en Provincias de potencial medio-bajo²². Se muestran en la Tabla 4.1.

Provincias productoras y/o con reservas	Provincias de potencial medio-bajo
1.- Sabinas-Burro-Picachos	7.- Plataforma de Yucatán
2.- Burgos	8.- Cinturón Plegado de Chiapas
3.- Tampico-Misantla	9.- Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental
4.- Veracruz	10.- Chihuahua
5.- Sureste	11.- Golfo de California
6.- Golfo de México Profundo	12.- Vizcaíno-La Purísima-Iray

Tabla 4.1 Provincias petroleras en México, PEP (2013)

4.2 Reservas de hidrocarburos en México

De acuerdo con la evaluación al 1 de enero de 2017, México cuenta con reservas totales por 25,858.1 MMbpce, probadas de 9160.7 MMbpce, probables por 7,608.6 MMbpce y posibles por 9088.8 MMbpce²³.

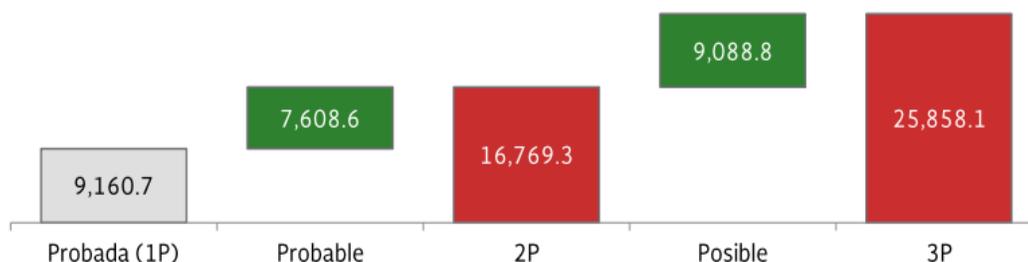


Figura 4.2 Volumen de reservas 1P, 2P y 3P en México en el 2017, SENER (2017)

Más de la mitad de las reservas (65%) se clasifican como reservas 2P. Los mayores volúmenes de las reservas de hidrocarburos se encuentran en las provincias de Tampico Misantla y Cuencas del Sureste. Éstas poseen el 95.6% y 92.5% de las reservas probables y posibles, respectivamente²⁴.

²² PEP (2013), Op. Cit. p5.

²³ SENER (2017), Op. Cit. p30.

²⁴ SENER (2017), Op. Cit. p30

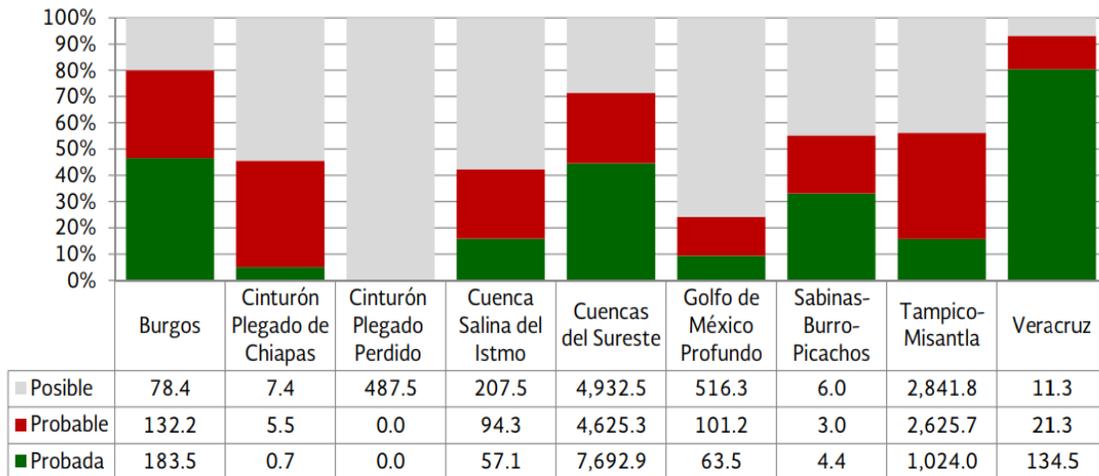


Figura 4.3 Reservas de hidrocarburos por provincia en el 2017, SENER (2017)

Se observa que existe un amplio potencial de reclasificación de reservas por medio de implementación de métodos de recuperación secundaria y mejorada en yacimientos maduros para la restitución de reservas probadas en estas provincias.

4.3 Activos de producción en México

Actualmente México cuenta con 11 Activos Integrales de Producción de aceite:

- Activo Integral Cantarell (AS01-01)
- Activo Integral Ku-Maloob-Zaap (AS01-02)
- Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc (AS02-03)
- Activo Integral Litoral de Tabasco (AS02-04)
- Activo Integral Macuspana-Muspac (S01)
- Activo Integral Samaria Luna (S02)
- Activo Integral Bellota Jujo (S03)
- Activo Integral Cinco Presidentes (S04)
- Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (N01)
- Activo Integral Poza Rica Altamira (N02)
- Activo Integral Veracruz (N03)

Históricamente los campos gigantes costa afuera son los que más volumen de producción han aportado a México, principalmente el activo Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, así como los campos terrestres de los activos de Cinco Presidentes, Bellota Jujo, Samaria Luna, y Macuspana Muspac.

Los campos costa afuera que en el pico de producción histórico (2004) aportaban el 71% de la producción diaria, en la actualidad aportan más de la mitad de dicha producción (52%), seguidos de los activos de Litoral de Tabasco y Abkatún-Pol-Chuc, y en menor medida los

campos terrestres pertenecientes a los activos Cinco Presidentes, Bellota-Jujo, Macuspana-Muspac, Samaria-Luna, Poza Rica Altamira, Veracruz, de los cuales el inicio de la producción se remonta a los años sesenta.

Esto indica que la mayoría de los campos terrestres y marinos se encuentran en un periodo importante de declinación en su producción. Con los métodos de explotación actual la producción seguirá con dicha tendencia, ahí radica la importancia de la implementación de métodos que puedan frenar dicha caída, como pueden ser la recuperación mejorada, desarrollo de campos, exploración de nuevas áreas de explotación, etcétera.

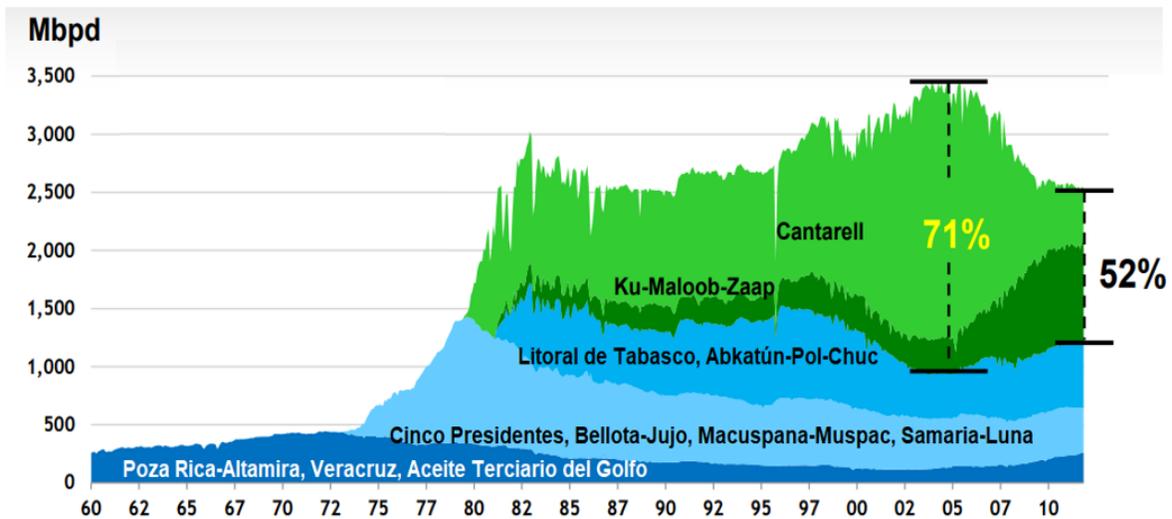


Figura 4.4 Producción histórica de crudo por activo, PEMEX, 2015

4.4 Reforma Energética en México

La Reforma energética en México fue presentada el 12 de agosto del 2013, para su aplicación fue necesario reformar los artículos 25, 26 y 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos. La reforma de dichos artículos se publicó el 20 de diciembre del 2013, en el Diario Oficial de la Federación. El decreto incluye 20 artículos transitorios para la elaboración de leyes secundarias. El 11 de agosto del 2014 se publicaron las leyes secundarias, se crearon nueve leyes y se reformaron 11 más, el 3 de noviembre del 2014 se publicaron los reglamentos respectivos. A partir de dicha fecha el mercado energético nacional quedó abierto a inversión privada en toda su cadena de valor, en el caso de del sector de hidrocarburos, desde la exploración y extracción, así como en la refinación, transporte, distribución y comercialización.

A partir de la reforma se instauró un nuevo régimen fiscal de los contratos en exploración y extracción de hidrocarburos, dando origen a las asignaciones y contratos.

4.4.1 Asignación²⁵

Una asignación es un acto jurídico administrativo, mediante el cual el Estado Mexicano por conducto de la SENER, otorga el derecho de realizar actividades de exploración y producción a Petróleos Mexicanos o cualquier empresa productiva del estado por una duración específica.

El Ejecutivo Federal, por conducto de la SENER podrá otorgar a Petróleos Mexicanos u a otra empresa productiva del estado, asignaciones para realizar actividades de exploración y extracción. Para el otorgamiento de la asignación la SENER siempre verá por el interés del Estado en términos de producción y garantía de abasto de hidrocarburos, por lo que se garantizará que el asignatario tenga la capacidad técnica, financiera y de ejecución para realizar dichas actividades. Previo al otorgamiento de las asignaciones, la CNH emitirá un dictamen técnico con opinión favorable a la SENER.

De los Asignatarios.

PEMEX y las demás empresas productivas del estado podrán ceder una asignación de la que sean titulares únicamente cuando el cesionario sea otra empresa productiva del estado, previa autorización de la Secretaria de Energía. Asimismo, el asignatario podrá renunciar a la asignación correspondiente, previa aprobación de la SENER y dar aviso a la CNH³.

El asignatario sólo podrá llevar a cabo con particulares contratos de servicios para las actividades relacionadas con dichas asignaciones, para permitir mayor productividad y rentabilidad, siempre y cuando la contraprestación se realice en efectivo.

El Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaria de Energía podrá revocar una asignación cuando:

- El Asignatario no inicie o suspenda las actividades previstas de Exploración o Extracción por más de ciento ochenta días naturales de forma continua, sin causa justificada ni autorización de la CNH.
- Que el asignatario no cumpla con el compromiso mínimo de trabajo, sin causa justificada.
- Que se presente un accidente grave causado por dolo o culpa del asignatario, que ocasione daño en las instalaciones, fatalidad y pérdida de producción.

4.4.2 Contratos²⁶

“Corresponde a la Nación la propiedad directa, inalienable e imprescriptible de todos los hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo del territorio nacional, incluyendo la

²⁵ Ley de hidrocarburos (2016), título segundo, capítulo I.

²⁶ Ley de hidrocarburos (2016), título segundo, capítulo II.

plataforma continental y la zona económica exclusiva situada fuera del mar territorial y adyacente a éste, en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico”

(Artículo 1 de la Ley de Hidrocarburos, 2016)

El Ejecutivo Federal, por conducto de la CNH podrá celebrar contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos. La elección del contratista se llevará a cabo mediante un proceso de licitación. La SENER y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) establecerán las condiciones y lineamientos de cada uno de los contratos.

Los contratos podrán celebrarse con PEMEX, con empresas productivas del estado o con particulares, ya sea de manera individual, en consorcio o asociación en participación.

Las modalidades de contratación son las siguientes:

- **De servicios:** Los contratistas entregan la totalidad de la producción al Estado, las contraprestaciones a favor del contratista serán en efectivo, establecida previamente en el contrato.
- **Utilidad compartida:** Los contratistas reciben una parte de la utilidad en efectivo una vez que se entrega la producción al comercializador del estado, descontando regalías y la deducción de costos, así como la contraprestación correspondiente.
- **Producción compartida:** Las contraprestaciones se pagan al contratista en especie, es decir, una proporción de la producción contractual.
- **Licencia:** El contratista recibirá como contraprestación la transmisión onerosa de los hidrocarburos, es decir se hace de la propiedad de los hidrocarburos.

4.4.3 Ronda cero

La Secretaría de Energía, con asistencia técnica de la CNH, adjudicó a PEMEX asignaciones para realizar actividades de Exploración y Extracción.

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 las licite (áreas de resguardo)²⁷. En la Figura 4.5. se observa las asignaciones de exploración y extracción otorgadas a PEMEX durante la Ronda Cero.

²⁷ SENER (2017), Op. Cit. p11.

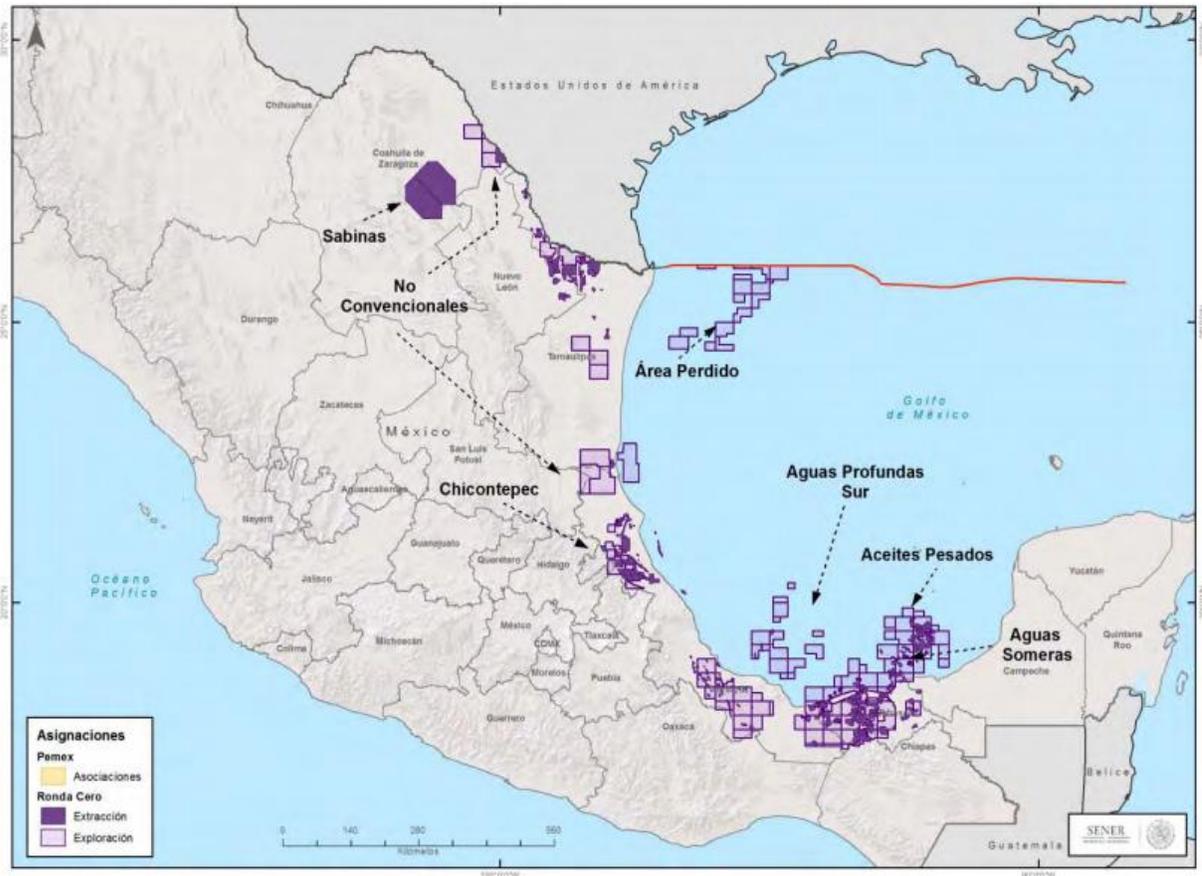


Figura 4.5 Asignaciones otorgadas a PEMEX durante la Ronda Cero (SENER, 2015)

En este proceso, la SENER contó con la asistencia técnica de la CNH para evaluar las capacidades técnicas, financieras y de ejecución de PEMEX para cada área en exploración y extracción.

La Ronda Cero se diseñó con los siguientes “objetivos”:

- Fortalecer a PEMEX dotándolo de los recursos necesarios para asegurar sus niveles de producción y una adecuada restitución de reservas de forma eficiente.
- Permitir a PEMEX establecer alianzas y asociaciones (Farm-Outs) que incrementen su capacidad para invertir y acceder a yacimientos en la frontera tecnológica y de recursos no convencionales, y faciliten también la transferencia de conocimientos y tecnología

4.5 Potencial de recuperación mejorada en México

México cuenta con un volumen remanente al primero de enero del 2017 de 296,133²⁸ MMbpc. Los 286 campos asignados a PEMEX para extracción de hidrocarburos suman un

²⁸ Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, SENER, 2018.

volumen remanente de 157,961 MMbpce lo que representa el 53% del volumen remanente nacional.

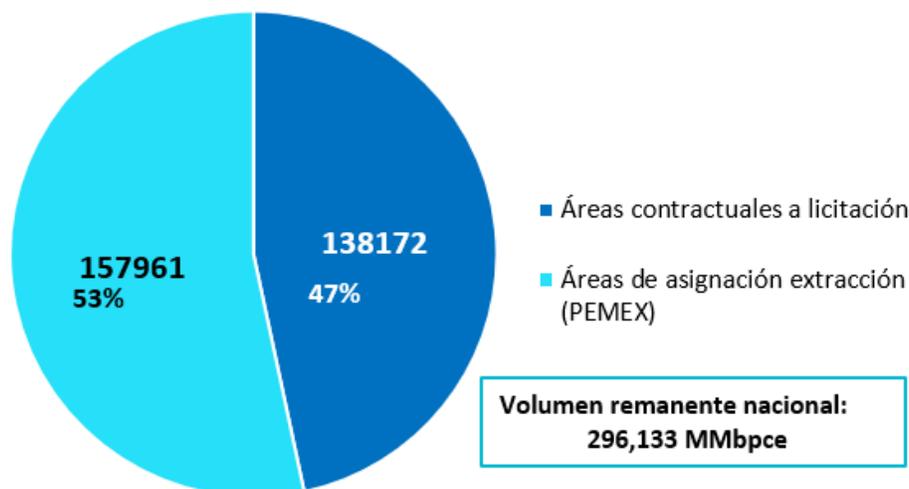


Figura 4.6 Porcentaje de volumen remanente de hidrocarburos para las áreas de asignación y contractuales, Elaboración propia con datos de CNH (2018)

Con ello se observa el gran potencial con el que cuenta PEMEX en cuanto a reservas remanentes de aceite y gas. Cabe señalar que gran parte de estas reservas se encuentran en yacimientos principalmente maduros, los cuales ya han sido explotados por varios años y por consecuencia se requerirá implementación de métodos de recuperación mejorada para que sea posible recuperar cierto porcentaje de dicho volumen. Así mismo, gran volumen se encuentra localizado en el Paleocanal de Chicotepec, en el Activo Terciario del Golfo, debido a sus complejas características geológicas éste no ha sido explotado en gran medida, sin embargo, se han implementado pruebas piloto de inyección de CO₂ en diferentes campos del activo, con el fin de establecer el mejor proceso técnico-económico que pudiera incrementar la recuperación final de los campos²⁹.

En la Figura 4.7 se observan los porcentajes de volumen remanente, tanto de aceite y de gas de las asignaciones otorgadas a PEMEX. De los 157,961 MMbpce del volumen remanente por parte de las asignaciones de PEMEX se tiene un volumen de aceite remanente de 131,970 MMBls y un volumen de gas remanente de 25,991 MMbpce, lo que equivale a 124,937 MMMPC de gas. De los volúmenes remanentes de gas el 8% pertenece a gas no asociado (2,118 MMbpce) y 92% pertenece a gas asociado al petróleo (23,873 MMbpce) lo que significa que, aplicando métodos de recuperación mejorada para la extracción de aceite, se tendrían volúmenes importantes de gas asociado recuperados.

²⁹ http://asignaciones.energia.gob.mx/_doc/publico/Asignaciones/A-0004-2M.pdf

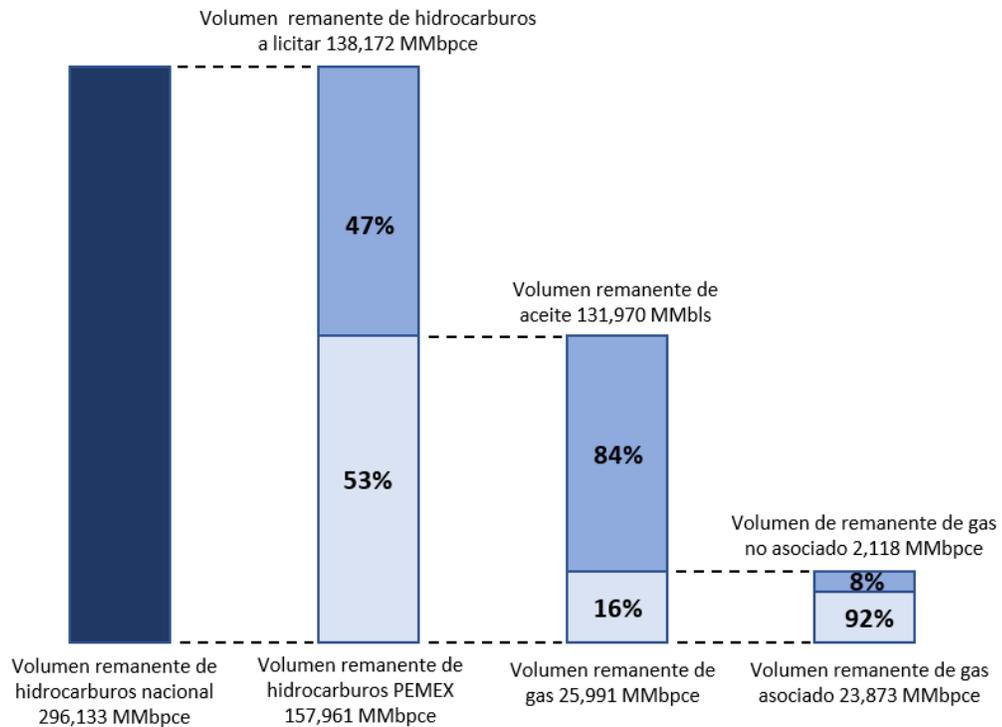


Figura 4.7 Volumen remanente de gas y aceite de las asignaciones de extracción de PEMEX, Elaboración propia con datos de CNH (2018)

PEMEX cuenta con grandes volúmenes de aceite crudo superiores a los 131 mil millones de barriles de petróleo crudo, sin embargo, como se observa en la Figura 4.8 se cuenta con un nivel bajo de reservas 1P, comparado con el volumen remanente, esto se debe principalmente a la carencia de aplicación de los métodos de recuperación mejorada, los cuales restituyen importantes volúmenes de reservas.

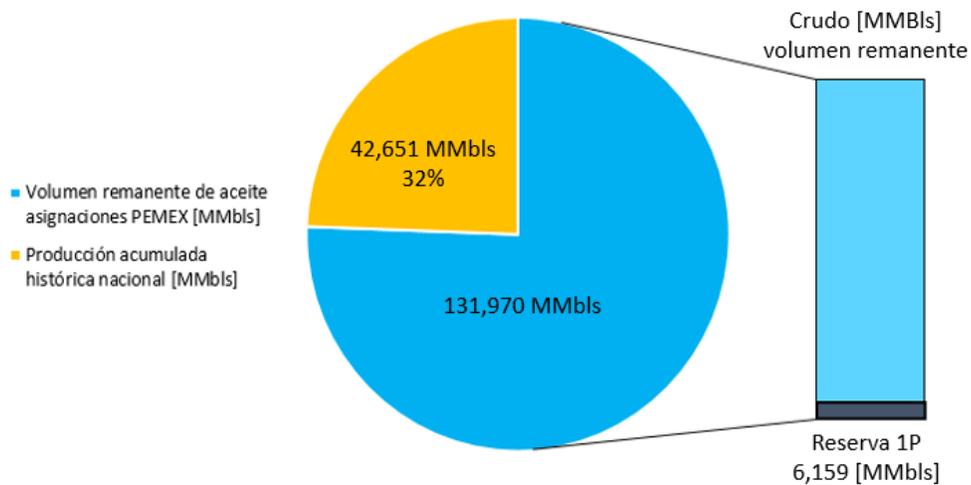


Figura 4.8 Volumen remanente de aceite y reservas 1P de las asignaciones de extracción de PEMEX, Elaboración propia con datos de CNH (2018)

La porción amarilla de la Figura 4.8 representa la producción histórica nacional acumulada, lo que equivale a 32 por ciento del volumen de aceite remanente de las asignaciones otorgadas a PEMEX. Lo anterior denota el potencial de PEMEX en la producción de hidrocarburos, sin embargo, esto llevaría un gran esfuerzo en la restitución de reservas y uno de sus componentes principales de los volúmenes incorporados y producidos será a través de la aplicación de técnicas de EOR.

Los factores de recuperación de los campos asignados para extracción son relativamente bajos comparados con otros países³⁰ y se ilustra en la Figura 4.9, donde se relaciona el factor de recuperación con el volumen remanente de aceite de cada campo.

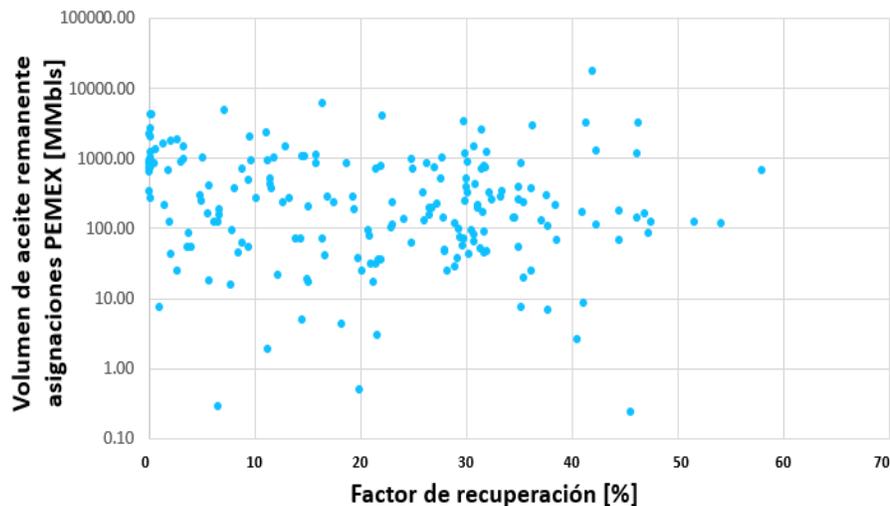


Figura 4.9 Volumen de aceite remanente y factor de recuperación de las asignaciones de extracción de PEMEX, Elaboración propia con datos de CNH (2018)

Se observa gran cantidad de campos con un alto volumen de aceite remanente (de 100 a 10,000 MMbbls) y con un factor de recuperación menor al 20 %, campos que, aplicando métodos de recuperación mejorada, podrían representar un desplazamiento de 5 a 10 puntos porcentuales hacia la derecha en el factor de recuperación, lo cual representaría aumentar en dos o tres veces las reservas 1P actuales.

El volumen remanente de aceite se distribuye en 11 activos de producción, en la Figura 4.10. se muestra el porcentaje de volumen remanente de las asignaciones de aceite por activo.

³⁰ CNH (2010) Op. Cit. p30.

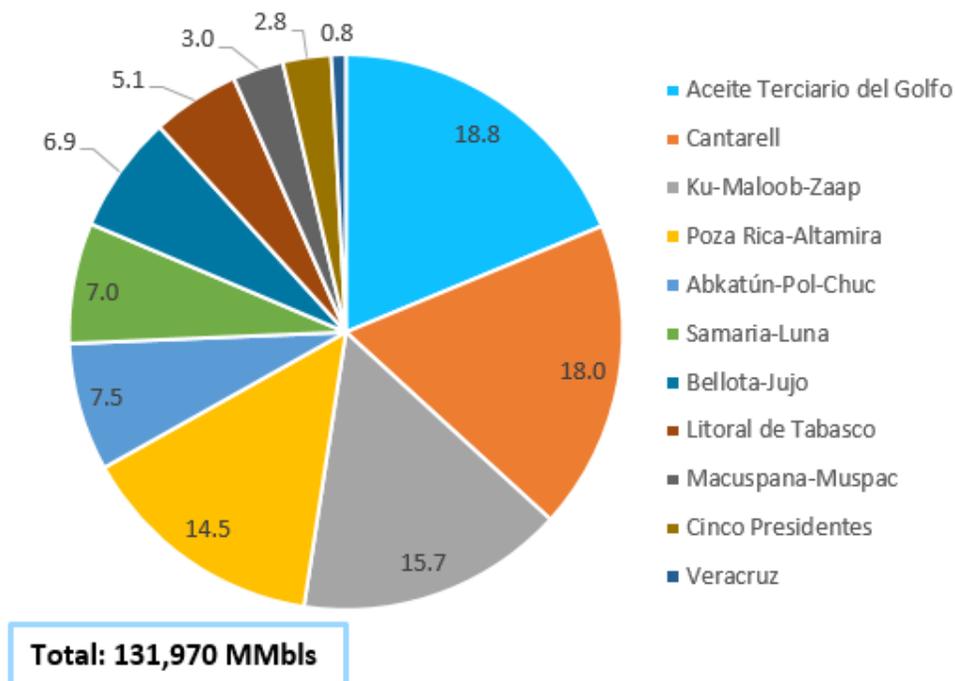


Figura 4.10 Porcentaje del volumen remanente de aceite de las asignaciones de extracción de PEMEX por activo, Elaboración propia con datos de CNH (2018)

El activo Aceite Terciario del Golfo resguarda el mayor volumen remanente de las asignaciones con el 18.8%, esto debido a sus campos con gran potencial de aceite almacenado, sin embargo, por su compleja geología, además de que la mayoría de los yacimientos se encuentran a una presión muy cercana a la presión de burbuja del aceite, provocando que el gas disuelto se libere y empiece a fluir hacia los pozos dejando el aceite dentro del yacimiento, este activo ha producido un bajo volumen de hidrocarburos. En la actualidad resulta muy problemático la implementación de métodos de recuperación mejorada sin antes realizar un fracturamiento hidráulico o algún otro método de liberación del aceite de los poros de la roca, por lo que estos campos quedan fuera del análisis del capítulo posterior.

Cantarell y Ku-Maloob-Zaap (KMZ) almacena el 18% y 15.7% del volumen remanente respectivamente, esto debido a los campos super-gigantes como los campos Akal con un volumen de aceite remanente de (17,904 MMbbls), Maloob (6023 MMbbls), Ku (3208 MMbbls), Zaap (3965 MMbbls) y en menor medida a los campos Sihil (1,471 MMbbls), Nohoch (1,443 MMbbls), así como el campo de aceite pesado Ayatsil (4266 MMbbls) en el activo KMZ. En estos activos se ha inyectado N₂ para el mantenimiento de presión, sin embargo, se estudiará la factibilidad de la inyección de CO₂ con el fin de reducir la tensión interfacial entre el aceite y la roca, así como la alteración de la mojabilidad e incrementar el factor de recuperación de dichos campos.

Otros activos marinos importantes son Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco con el 7.5 % y 5.1 % del volumen remanente respectivamente. En este caso se estudiará la factibilidad de incrementar la producción mediante la inyección de CO₂ de manera inmisible o miscible ya sea para mantenimiento de presión o para cambiar las propiedades del aceite. Los principales campos en cuanto a volumen remanente son Abkatún (3197 MMBls), Pol (1300 MMBls), Chuc (1165 MMBls) y Onel (1002 MMBls) en el activo Abkatún-Pol-Chuc, mientras que en el activo Litoral de Tabasco se tiene a los campos Xanab (1068 MMBls), Yaxché (921 MMBls), Sinán (707 MMBls) y Ayín (733 MMBls), estos últimos con factores de recuperación bajos, lo que significa gran potencial de implementación de EOR para el incremento de estos factores de recuperación.

En cuanto a los campos terrestres ubicados principalmente en los estados de Tabasco y Chiapas, se tiene la característica de que la mayoría son campos maduros con muchos años de explotación, lo que eventualmente requerirán incrementar su factor de recuperación a través de métodos de recuperación mejorada. Estos campos están ubicados en los activos Samaria-Luna, Bellota-Jujo, Macuspana-Muspac y Cinco Presidentes. En estos activos figuran los campos maduros de Samaria (2953 MMBls), Jujo-Tecominoacán (2578 MMBls), Cunduacán (1235 MMBls), Íride (1189 MMBls), Cárdenas (855 MMBls), Cinco Presidentes (715 MMBls), Ogarrio (764 MMBls), Cactus (743.4 MMBls), y Sitio Grande (788 MMBls). Estos activos resguardan el 18.7 % del aceite remanente.

En la zona de campos terrestres ubicados en el estado de Veracruz se encuentran los activos Poza Rica- Altamira y Veracruz. Debido al gran número de asignaciones en el activo Poza Rica-Altamira (mayor a 45 asignaciones), dicho activo resguarda el 14.5% del volumen remanente, sin embargo, por el volumen remanente de aceite sólo figuran un número limitado es éstos como son: Poza Rica (3378 MMBls), Tamaulipas Constituciones (2319 MMBls), Ébano Chapacao (2003 MMBls), San Andrés (1028 MMBls) y Arenque (906 MMBls). El activo Veracruz cuenta con factores de recuperación bajos (menor al 10 % en promedio), donde se resguarda cerca del 1 % del volumen de aceite remanente.

Dentro de las asignaciones de extracción otorgadas a PEMEX se tienen un gran potencial, en cuanto volumen remanente se refiere, ya que muchos de esos campos superan los cientos de millones de barriles de aceite en sitio. Recuperar un porcentaje de ellas supondrá un gran reto ya que a pesar de los vastos recursos de hidrocarburos la producción continúa declinando al igual que las reservas, por lo que se difiere que la mejor opción es la implementación de métodos de recuperación mejorada con el fin de incorporar reservas y frenar la declinación en la producción.

5 Evaluación del potencial del CO₂ como método de recuperación mejorada

Como se había analizado en el capítulo 2, las fuentes propuestas para la realización de proyectos de captura de CO₂ eran aquellas que tenían un número menor de unidades y grandes emisiones; En el sector eléctrico se tienen a las plantas de ciclo combinado, termoeléctrica convencional y carboeléctricas y en el sector petrolero a las plantas de refinación, centros procesadores de gas y complejos petroquímicos, la distribución de estas fuentes se presenta en la Figura 5.1.



Figura 5.1 Localización de las fuentes del sector eléctrico, petroquímico y de refinación.
Elaboración propia.

Como se observa se tiene una gran variedad de fuentes de emisión con un gran volumen de emisión, se debe de realizar un análisis sobre la cercanía de dichas fuentes a los campos propuestos de inyección

5.1 Fuentes de emisión del sector eléctrico

Como se había evaluado en un capítulo anterior, se propone a las plantas de ciclo combinado, termoeléctricas y carboeléctricas como factibles para la captura del CO₂, esto debido a los grandes volúmenes de emisión y una menor cantidad de fuentes de emisión.

De acuerdo con el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PRODESEN) 2017- 2031, en el año 2016 estuvieron en operación 18 plantas de ciclo combinado, 20 plantas termoeléctricas convencionales y 3 plantas carboeléctricas operadas por CFE para generación eléctrica.

De las emisiones reportadas en el año 2016, 30 plantas superaron las 0.5 MTCO₂ al año, destacando por el volumen de emisiones la carboeléctrica de Petacalco “Plutarco Elías Calles” (9.67 MTCO₂), Ciclo Combinado Tula “Francisco Pérez Ríos” (4.9 MTCO₂), Carboeléctrica Río Escondido “José López Portillo” (4.6 MTCO₂), Termoeléctrica Convencional Tuxpan “Adolfo López Mateos” (4.5 MTCO₂), el resto de las plantas y emisiones se presenta en la Figura 5.2.

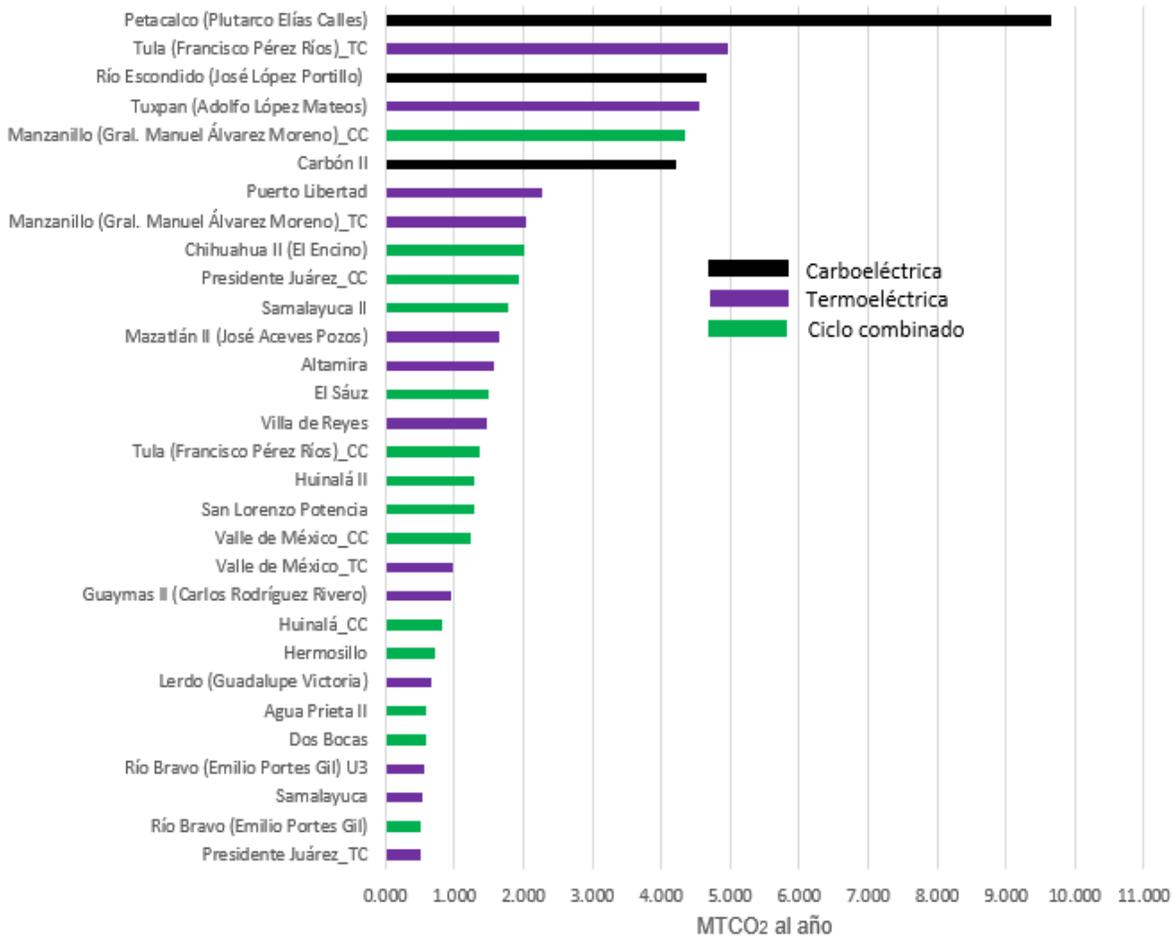


Figura 5.2 Emisiones de centrales de generación eléctrica con un volumen anual superior a 0.5 MTCO₂, Elaboración propia con datos de SENER (2017)

Muchas de las fuentes con grandes volúmenes de emisión se concentran principalmente en los estados de Hidalgo, México, Tamaulipas, Puebla y Norte de Veracruz. Estas fuentes se optarían por cercanía a los campos petroleros del Activo Poza Rica-Altamira, más adelante se presentan resultados del análisis de las mejores opciones de captura y de inyección de estas emisiones.

5.2 Fuentes de emisión del sector petroquímico y de refinación.

De las fuentes estacionarias del sector petroquímico y de refinación con emisiones mayores a 0.5 MTCO₂ se identificaron 5 refinерías, 3 complejos petroquímicos y 3 complejos procesadores de gas, en la Figura 5.3 se presenta el volumen de emisiones de cada una de las refinерías, centros procesadores de gas y complejos petroquímicos.

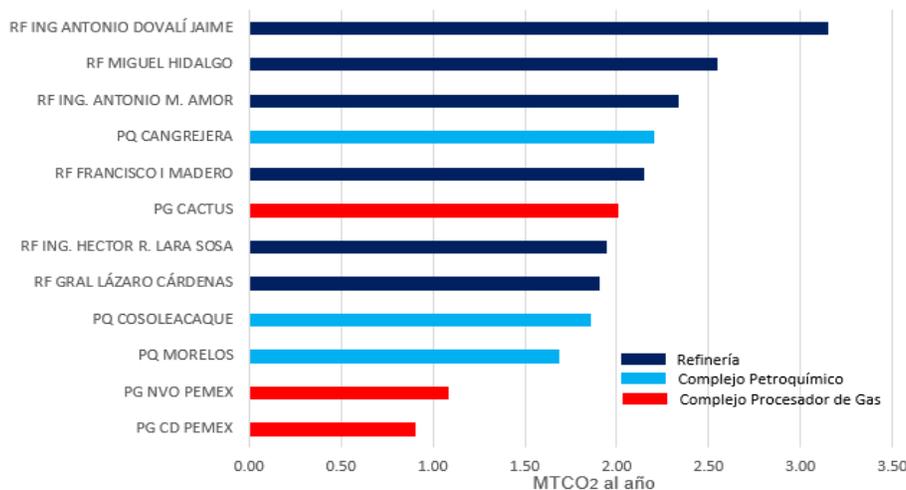


Figura 5.3 Emisiones de refinерías, complejos petroquímicos y complejos procesadores de gas con un volumen superior a 0.5 MTCO₂, Elaboración propia con datos de PEMEX (2014)

La refinерía Francisco I Madero, los complejos petroquímicos de Cangrejera, Cosoleacaque y Morelos y los complejos procesadores de gas Cactus, Nuevo PEMEX y Ciudad PEMEX se encuentran en la zona sureste del país donde están situados activos de producción de hidrocarburos en los estados de Veracruz y Tabasco, la mayor parte de estas fuentes superan las 0.5 MTCO₂ y se encuentran muy cercanas a los campos de producción, es por ello que éstas son las fuentes idóneas para la captura del CO₂ y su utilización como método de recuperación mejorada en los campos petroleros de dicha zona.

Mientras que la refinерía Francisco y Madero y Miguel Hidalgo se encuentran cerca de los campos del activo Poza Rica – Altamira, más adelante se analizará las mejores opciones de captura y de inyección de estas emisiones.

5.3 Criterios de escrutinio para la selección de campos potenciales

A continuación, se seleccionarán los posibles campos candidatos para la inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada.

La metodología de selección de los campos candidatos para inyección de CO₂ para recuperación mejorada, se basó en las características de proyectos análogos exitosos. Se tomaron en cuenta las propiedades petrofísicas y de fluidos -porosidad, profundidad promedio del yacimiento, viscosidad del aceite y los grados API- éstas son las características que se evaluarán-.

Varios proyectos de recuperación mejorada de hidrocarburos mediante la inyección de CO₂, implementados en los Estados Unidos de América, han sido evaluados como exitosos. Las características petrofísicas y de fluidos de los casos exitosos se presentan en el Anexo I; esta información fue tomada de publicaciones de Oil & Gas Journal.

5.3.1 Características petrofísicas y de fluido de proyectos análogos exitosos (Base de datos Oil & Gas Journal)

Las características de los proyectos análogos exitosos se graficaron y se limitaron intervalos (Figuras 5.4, 5.5, 5.6), con el fin de obtener intervalos de propiedades petrofísicas y de fluidos donde se garantizaría el éxito de la recuperación de acuerdo con los proyectos análogos exitosos.

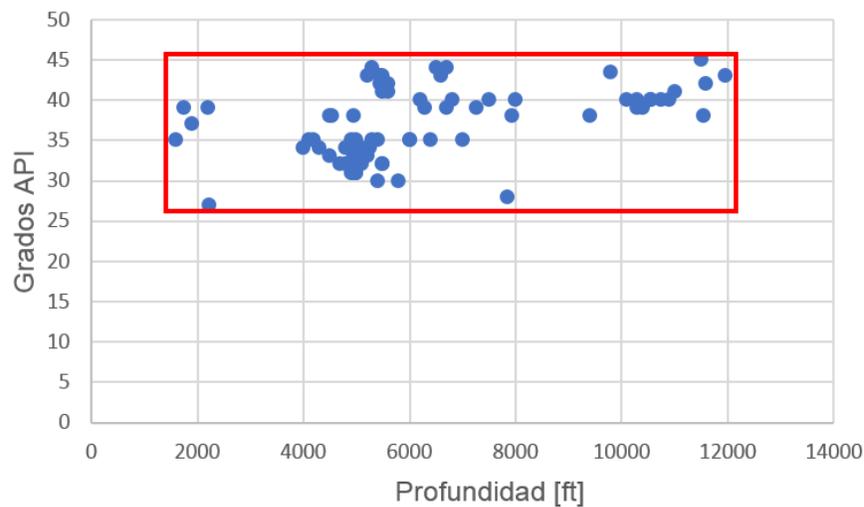


Figura 5.4 Grados API vs profundidad de proyectos análogos exitosos. Elaboración propia con datos de Oil & Gas Journal

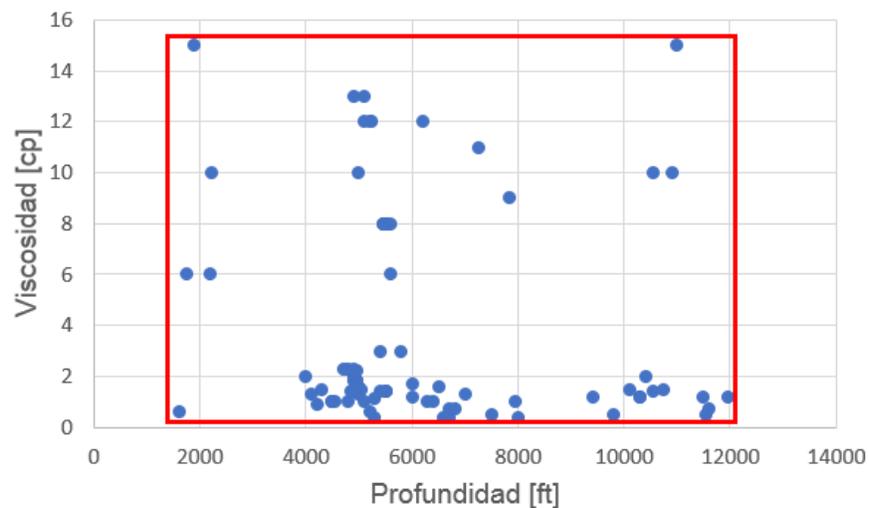


Figura 5.5 Viscosidad vs profundidad de proyectos análogos exitosos. Elaboración propia con datos de Oil & Gas Journal

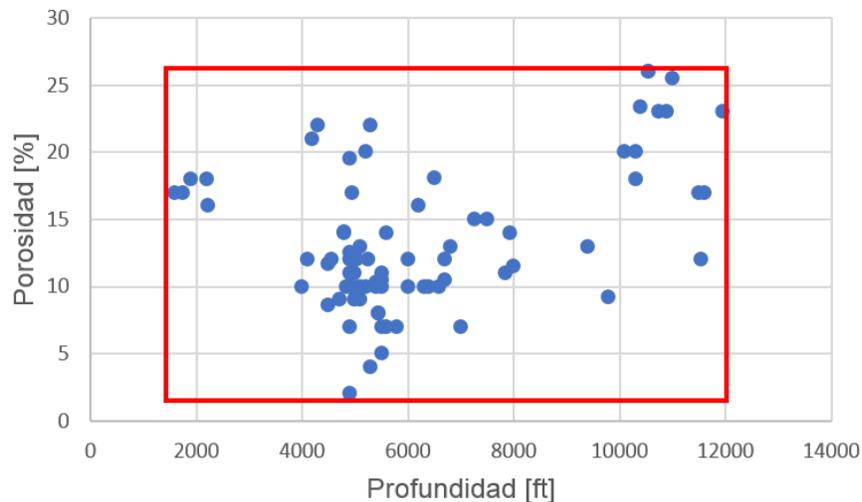


Figura 5.6 Profundidad vs porosidad de proyectos análogos exitosos. Elaboración propia con datos de Oil & Gas Journal

De acuerdo con las Figuras 5.4, 5.5 y 5.6 los intervalos serían los siguientes:

$27 < \text{Grados API} < 45$

$0.4 < \text{Viscosidad [cp]} < 15$

$2 < \text{Porosidad [\%]} < 26$

$1600 < \text{Profundidad [ft]}$, lo suficiente para lograr la miscibilidad.

5.3.2 Selección de campos con base en proyectos análogos exitosos

Se evaluaron las características de los campos asignados a PEMEX para realizar actividades de extracción de hidrocarburos, de este análisis se excluyen los campos del Activo Integral de Producción Burgos por ser campos de gas no asociado, igualmente se excluye los campos del Activo Integral de Producción Aceite Terciario del Golfo, ya que los proyectos de recuperación secundaria y mejorada en este tipo de yacimientos es de alta incertidumbre, consecuencia del tipo roca donde se almacenan los hidrocarburos.

Así mismo se excluyen del análisis campos que no se contó con la información necesaria para la evaluación. La evaluación se realizó en 146 campos, los campos y características se presentan en el Anexo II, los datos fueron proporcionados por la CNH por medio de la Plataforma Nacional de Transparencia del Gobierno Federal.

La evaluación arrojó que 89 campos cumplen con los criterios de escrutinio de los campos análogos exitosos, sin embargo, de estos 89 campos se propone inyectar CO_2 como método de recuperación secundaria a campos considerados maduros ya que actualmente más del

80%³¹ de la producción de México proviene de campos maduros, con el fin de frenar su declinación constante. Estos campos son aquellos que alcanzaron su pico de producción y ha comenzado su periodo de declinación, así como una producción por más de 20 años. Algunos de los síntomas de envejecimiento de un campo son: la declinación de la presión, compactación del yacimiento, subsidencia, incremento en el flujo fraccional de agua, producción de arena, reducción en los gastos de producción.

Estos campos son excelentes candidatos para la aplicación de métodos de recuperación mejorada, ya que sólo con este tipo de tecnología se podrá acceder a reservas importantes después de su etapa de producción primaria y secundaria.

El perfil típico de un campo maduro se presenta en la Figura 5.7, se observa el histórico de producción del campo Akal, el campo más representativo de México, donde se muestra el pico de producción (2.1 MMBls diarios) en el año 2003, posterior un periodo de declinación hasta los 51 MBls diarios actuales.

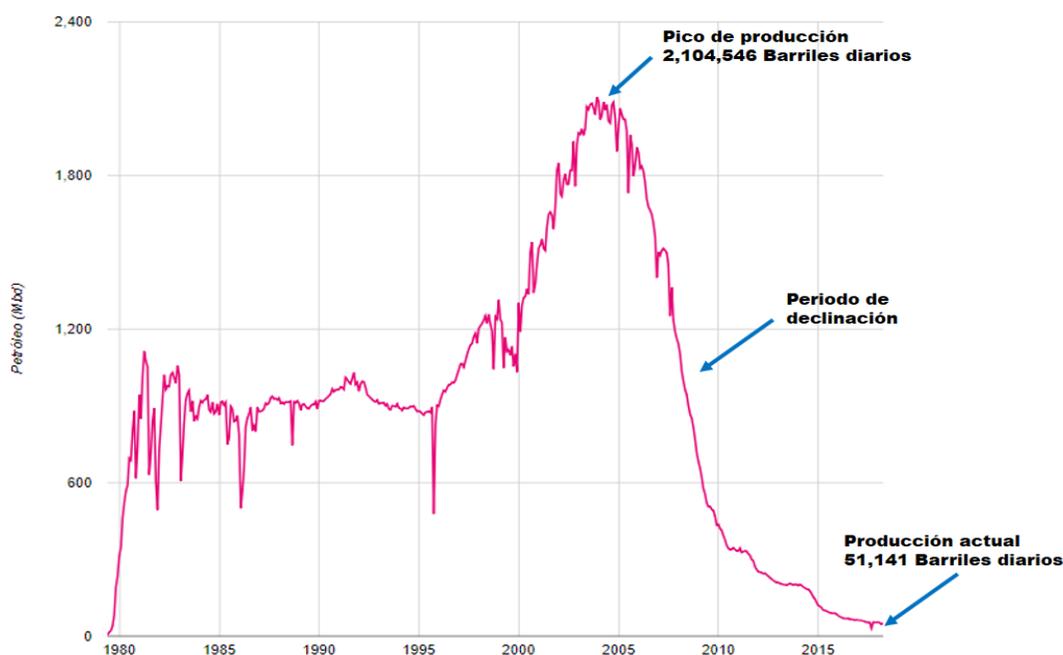


Figura 5.7 Histórico de producción del campo AKAL, Elaboración propia con datos de CNH

Se analizó el perfil histórico de producción de cada uno de los 89 campos resultantes anteriormente y se seleccionaron los que correspondieran a dicha definición de campo maduro. Los campos maduros seleccionados se muestran en la siguiente Tabla 5.1

³¹ Rangel, G (2015), Op. Cit. p15.

Activo de producción	Campo	Activo de producción	Campo
Abkatún-Pol-Chuc	Abkatún	Macuspana-Muspac	Cactus
Abkatún-Pol-Chuc	Pol	Macuspana-Muspac	Sitio Grande
Abkatún-Pol-Chuc	Chuc	Macuspana-Muspac	Giraldas
Abkatún-Pol-Chuc	Taratunich	Macuspana-Muspac	Agave
Abkatún-Pol-Chuc	Caan	Macuspana-Muspac	Chiapas-Copanó
Abkatún-Pol-Chuc	Batab	Macuspana-Muspac	Río Nuevo
Bellota-Jujo	Santuario	Macuspana-Muspac	Comoapa
Bellota-Jujo	Cárdenas	Poza Rica-Altamira	Poza Rica
Bellota-Jujo	Paredón	Poza Rica-Altamira	Toteco Cerro Azul
Bellota-Jujo	Bellota	Poza Rica-Altamira	Sur Chinampa Norte de Amatlán
Bellota-Jujo	Jacinto	Poza Rica-Altamira	Tepetate Norte Chinampa
Bellota-Jujo	Castarrical	Poza Rica-Altamira	Sur de Amatlán
Bellota-Jujo	El Golpe	Poza Rica-Altamira	Tres Hermanos
Cinco Presidentes	Ogarrio	Samaria-Luna	Sen
Cinco Presidentes	Cinco Presidentes	Samaria-Luna	Cunduacán
Cinco Presidentes	Bacal	Samaria-Luna	Caparroso-Pijije-Escuintle
Cinco Presidentes	Blasillo	Samaria-Luna	Oxiacaque
Cinco Presidentes	San Ramón	Samaria-Luna	Luna-Palapa
Ku-Maloob-Zaap	Ku		
Litoral de Tabasco	Uech		

Tabla 5.1 Campos maduros por activo

Los principales campos maduros se encuentran en los activos del sureste tanto terrestre como marinos, en cuanto a volumen remanente de hidrocarburos destacan los de los campos del activo Cinco Presidentes, Bellota Jujo, Samaria Luna y Abkatún Pol- Chuc, así como algunos campos importantes del activo Poza Rica Altamira.

Estos campos son los seleccionados y posibles campos potenciales para la inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada, debido a que tienen las características petrofísicas y de fluido de los proyectos análogos EOR exitosos, así mismo están en etapa de declinación (campo maduro) y por lo tanto es indispensable aplicar métodos de recuperación mejorada.

5.4 Selección de las mejores opciones fuente (emisión) – campo (inyección)

Se ubicó geográficamente cada uno de los campos y fuentes de emisión. Para las fuentes se limitó a un mínimo de 0.5 MTCO₂ al año y un radio máximo de 200 km de las fuentes a los campos para que un proyecto pueda considerarse de interés³², esto elimina del análisis campos en aguas someras (acotándose a únicamente campos terrestres) y fuentes importantes de emisión (carboeléctricas).

Para llevar a cabo la selección de campos potenciales de inyección de CO₂ se evaluaron los campos con mejores características. Es decir, el volumen remanente de gas y aceite, la urgencia de restitución de reservas 1P y la cantidad de pozos disponibles de inyección, mientras las consideraciones de las fuentes son la distancia hacia los campos y la cantidad de

³² Lacy, R., (2005), Geologic Carbon Dioxide Sequestration for the Mexican Oil Industry: An Action Plan, MIT, Tesis de Maestría, 86 p.

emisiones de CO₂ disponibles para ser utilizadas como método de recuperación mejorada. Mediante un análisis multicriterio se obtuvo los campos con mejores consideraciones.

Posterior a dicha evaluación se concentró en los mejores campos y se buscó la fuente de emisión más cercana y que abasteciera la demanda de CO₂.

5.4.1 Característica fuente (emisión) - destino (inyección) a evaluar

Las características tanto de las fuentes como de los campos a evaluar se describen enseguida:

- Volumen remanente de hidrocarburos

El volumen remanente de hidrocarburos se refiere a la diferencia entre el volumen original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica, en este caso se calculó la reserva remanente de aceite y la reserva remanente de gas. Este volumen es de suma importancia puesto que, ante mayor volumen de aceite y gas remanente, mayor se espera sea la recuperación de hidrocarburos después de la implementación de una recuperación mejorada.

- Urgencia de restitución de reservas

Las reservas se clasifican de acuerdo con la certidumbre con la que se espera sean recuperadas, siendo las reservas 1P con una probabilidad del 90% a ser recuperadas, como se mencionó anteriormente las reservas 1P con las que cuenta México representa un porcentaje muy pequeño comparado con los volúmenes remanentes, por lo que se necesitan aplicar deferentes tecnologías para que estas reservas puedan ser restituidas. Existen diversas actividades para incrementar las reservas y que en su momento pueden contribuir a la producción, éstas principalmente son el desarrollo de campos maduros por medio de recuperación mejorada de hidrocarburos.

Se propuso darles preferencia a los campos maduros donde el porcentaje de reservas 1P sean menores en comparación con su volumen remanente.

En este rubro se tiene que las reservas 1P de algunos campos no representan ni el 1% de el volumen remanente que está contenido en él y a su ritmo de producción actual se espera se agoten en los próximos años, por lo que en ciertos campos es de suma importancia la incorporación de nuevas reservas por medio de métodos de recuperación mejorada.

- Pozos totales inactivos disponibles.

Se propone la utilización de pozos ya perforados y terminados en los campos para la inyección del CO₂, esto con el fin de disminuir de manera importante la inversión económica en este tipo de proyectos, realizando una conversión de pozos productores inactivos a pozos de inyección.

La inyección de gases como método de recuperación mejorada requiere ciertas configuraciones de inyección en el campo, entre mayor número de pozos disponibles mayor flexibilidad a inyectar con dichos campos, así como abastecer el flujo de CO₂ de inyección a los campos. El número de pozos disponibles es de suma importancia para la factibilidad de implementación.

- Distancia fuente-destino

Los costos de transporte del CO₂ dependen principalmente de la distancia, si existe mayor distancia mayor inversión en la construcción de gasoductos y mayor uso de energía en la compresión para el transporte del CO₂, por lo que evaluar la distancia entre la fuente de emisión y el campo a inyectar es de suma importancia, así como también que los volúmenes de emisión abastezcan la demanda de los campos.

Se evaluaron los campos que representan las mejores condiciones de los criterios anteriormente mencionados mediante un análisis multicriterio, para después evaluar las fuentes cercanas y que abastezcan la demanda de CO₂ de dichos campos.

5.5 Análisis multicriterio

El análisis multicriterio es un instrumento para evaluar diversas posibles soluciones para un determinado problema, en la búsqueda de la solución más conveniente, se evalúan las opciones disponibles, cada una de las cuales tienen diferentes atributos o criterios. Existen diferentes metodologías que sirven de herramienta para analizar y elegir la solución, enseguida se describen dos metodologías de análisis multicriterio utilizadas.

5.5.1 Método de mínimo arrepentimiento

El método de mínimo arrepentimiento está basado en el criterio de Leonard Savage (1951), el cual considera que después de tomar una decisión podría existir un arrepentimiento por no haber escogido una decisión diferente. El criterio de Savage trata de aminorar el arrepentimiento antes de la toma de decisión construyendo una matriz de arrepentimiento con el fin de evaluar las opciones y decidir por la que representa menor arrepentimiento.

5.5.2 Método de vector de posición de mínimo arrepentimiento

El método de vector de posición de mínimo arrepentimiento (VPMA) se desarrolló como método de decisión basado en el concepto de mínimo arrepentimiento, pero con la posibilidad de incluir diferentes pesos a los criterios basada en el álgebra vectorial.

El método fue desarrollado en la Facultad de Ingeniería de la UNAM por la Dra. Cecilia Martín del Campo *et al*, se basa en el uso de geometría analítica, construyendo vectores de posición y el cálculo de sus magnitudes, la magnitud del vector representa la distancia que se encuentra la opción de la alternativa ideal o de referencia, la menor distancia representa el menor arrepentimiento y por consecuencia la opción más conveniente.

La metodología consiste en la creación de una “alternativa ideal”, la cual no existe, pero toma los mejores atributos de las opciones a evaluar. Esta “alternativa ideal” se coloca en el centro de las coordenadas del espacio n-dimensional lo cual representaría arrepentimiento nulo, posterior se evalúa cada una de las opciones para obtener qué tan cerca o lejos se encuentra de esa “alternativa ideal”. Esto se logra mediante una normalización lineal para cada criterio, al mejor valor se le asigna 0 y al peor 1, al final se calcula la magnitud del vector de posición de cada punto en el espacio de soluciones posibles.

La Metodología se presenta enseguida:

Paso 1: Asignar un peso w_j para cada criterio C_j tal que: $\sum_{j=1}^n w_j^2 = 1$

Paso 2: Normalizar linealmente a cada uno de los valores C_{ij} para cada criterio j . Se asigna el 0 para el mejor valor de todas las alternativas i y 1 para el peor valor.

La normalización lineal se realiza ajustando los valores de cada criterio para el conjunto de alternativas con la ecuación de la recta:

$$y = mx + b$$

Donde m es la pendiente y b la ordenada al origen. Para cada uno de los criterios se selecciona el mejor y el peor valor dentro del conjunto de valores de las alternativas que se están evaluando.

$$m = \frac{1 - 0}{Peor - Mejor}$$

$$b = m(mejor)$$

Este proceso nos da los valores normalizados v_{ij} , cada alternativa i se asocia con un punto en el espacio n-dimensional.

Paso 3. Se multiplica los valores de v_{ij} obtenidos en la normalización por el peso correspondiente w_j

$$p_{ij} = v_{ij}w_j$$

Paso 4. Se calcula la distancia de la alternativa i a la “alternativa ideal”, la magnitud de su vector de posición conformado por cada punto i , esta magnitud se calcula de la siguiente manera:

$$p = \sqrt{p_{i1}^2 + p_{i2}^2 + \dots p_{ij}^2 + \dots p_{in}^2}$$

La magnitud de p representa la medida de “arrepentimiento” que podría causar al seleccionar dicha alternativa con respecto de la “alternativa ideal”, las mejores alternativas son aquellas que presenten menor arrepentimiento, es decir, el valor de p sea más cercano a cero.

5.6 Aplicación del método de vector de posición de mínimo arrepentimiento

Se realizó un análisis multicriterio por medio del vector de posición de mínimo arrepentimiento con el fin de seleccionar a los campos con las mejores características para recuperación secundaria y secuestro del CO₂.

Los criterios de evaluación son:

- Volumen remanente de aceite
- Volumen remanente de gas
- Porcentaje de reservas 1P remanente respecto al volumen renanamente

$$\left[\frac{\text{Reservas 1P}}{\text{Volumen remanente de aceite}} \right] * 100$$

- Número de pozos inactivos disponibles

Para este análisis se separaron las fuentes y los campos en dos regiones por ubicación geográfica. Por un lado, se tiene a los campos y fuentes del Sureste y por el otro los campos y fuentes de Tamaulipas y Norte de Veracruz. En las siguientes tablas se muestran los campos y fuentes de ambas regiones, como se mencionó anteriormente para las fuentes se limitó a un mínimo de 0.5 MTCO₂ al año y un radio de 200 km como máximo de los campos.

Activo	Campo	Fuentes	Emisiones anuales [MTCO ₂]
Bellota-Jujo	Cárdenas	Refinería Lázaro Cárdenas	1.9
Bellota-Jujo	Paredón	Complejo Petroquímico Cosoleacaque	0.77
Bellota-Jujo	Bellota	Complejo Petroquímico Cangrejera	2.2
Bellota-Jujo	El Golpe	Complejo Petroquímico Morelos	1.7
Bellota-Jujo	Jacinto	Complejo Procesador de Gas Cactus	2
Bellota-Jujo	Santuario	Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	1.1
Cinco Presidentes	Ogarrio	Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	1
Cinco Presidentes	Cinco Presidentes		
Cinco Presidentes	San Ramón		
Cinco Presidentes	Blasillo		
Cinco Presidentes	Bacal		
Macuspana-Muspac	Cactus		
Macuspana-Muspac	Sitio Grande		
Macuspana-Muspac	Giraldas		
Macuspana-Muspac	Chiapas-Copanó		
Macuspana-Muspac	Río Nuevo		
Macuspana-Muspac	Comoapa		
Samaria-Luna	Sen		
Samaria-Luna	Cunduacán		
Samaria-Luna	Caparroso-Pijje-Escuintle		
Samaria-Luna	Oxiacaque		

Tabla 5.2 Campos y fuentes del sureste

Activo	Campo	Fuente	Emisiones anuales [MTCO ₂]
Poza Rica-Altamira	Poza Rica	Central Termoeléctrica Tuxpan	4.54
Poza Rica-Altamira	Toteco Cerro Azul	Central Termoeléctrica Altamira	1.6
Poza Rica-Altamira	Sur Chinampa Norte de Amatlán	Refinería Francisco I. Madero	2.15
Poza Rica-Altamira	Tepetate Norte Chinampa		
Poza Rica-Altamira	Sur de Amatlán		
Poza Rica-Altamira	Tres Hermanos		
Poza Rica-Altamira	Tamaulipas Constituciones		

Tabla 5.3 Campos y fuentes de Tamaulipas y norte de Veracruz

5.6.1 Análisis campos del Sureste

Se consideraron los campos de los activos Bellota Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana Muspac y Samaria Luna, estos activos se encuentran en los estados de Tabasco y sur de Veracruz.

Las fuentes cercanas con emisiones mayor a 0.5 MTCO₂ y dentro de un radio máximo de 200 km son la refinería Lázaro Cárdenas, los complejos petroquímicos de Cosoleacaque, Morelos y Cangrejera, así como los centros procesadores de gas Cactus y Nuevo Pemex.

Paso 1: Asignar un peso w_j para cada criterio C_j tal que: $\sum_{j=1}^n w_j^2 = 1$

Se tienen 4 criterios, se les asigna el mismo peso a cada uno, esto debido a que se considera que todos los criterios son indispensables para que un proyecto de recuperación mejorada de hidrocarburos sea considerado.

Por lo tanto:

$$w_j = \frac{1}{\sqrt{4}} = 0.5$$

En la Tabla 5.4 se muestran los valores de los criterios de cada uno de los campos, en color azul se resalta el “mejor valor” y en rojo el “peor valor”.

En el caso del volumen remanente de aceite, el mejor valor es de 1235.35 MMBLS y el peor valor es de 117.02 MMBLS en el campo Cunduacán y el campo Agave, respectivamente.

En el caso del volumen remanente de gas, el mejor valor es de 2614.83 MMMPC y el peor valor es de 105.53 MMMPC en el campo Sen y el campo El Golpe, respectivamente.

En la reserva 1P entre el volumen remanente, se le da el mejor valor al que represente el porcentaje menor, lo que requeriría una recuperación mejorada inmediata para la restitución de reservas. El mejor valor es de 0.04% y el peor 19.2% en el campo Sitio Grande y el campo Santuario, respectivamente.

Para los pozos inactivos los cuales servirán como pozos de inyección del CO₂ y producción debido al aumento de recuperación de aceite, se tiene que el mejor valor es de 452 y el peor valor de 9, en el campo Ogarrio y el campo Comoapa, respectivamente.

ACTIVO	CAMPO	Volumen remanente de aceite [MMBLS]	Volumen remanente de gas [MMMMPC]	1P/Volumen remanente [%]	# Pozos inactivos
Bellota-Jujo	Bellota	419.39	605.53	2.6	42
Bellota-Jujo	Cárdenas	855.24	1529.69	1.7	80
Bellota-Jujo	El Golpe	217.65	105.53	2.4	137
Bellota-Jujo	Jacinto	193.04	407.31	2.1	17
Bellota-Jujo	Paredón	501.01	1253.96	1.7	34
Bellota-Jujo	Santuario	500.03	318.68	19.2	55
Cinco Presidentes	Bacal	121.08	138.36	1.4	81
Cinco Presidentes	Blasillo	230.26	115.80	2.2	104
Cinco Presidentes	Cinco Presidentes	715.57	550.95	1.6	372
Cinco Presidentes	Ogarrio	785.45	763.91	2.7	452
Cinco Presidentes	San Ramón	316.17	128.96	3.0	142
Macuspana-Muspac	Cactus	1075.44	1401.01	0.3	54
Macuspana-Muspac	Chiapas-Copanó	178.07	830.55	1.3	20
Macuspana-Muspac	Comoapa	127.12	118.82	1.3	9
Macuspana-Muspac	Giraldas	289.89	854.09	0.7	26
Macuspana-Muspac	Río Nuevo	192.96	220.94	0.3	13
Macuspana-Muspac	Sitio Grande	787.84	1244.83	0.04	44
Samaria-Luna	Caparroso-Pijije-Escuintle	699.98	1655.05	1.3	32
Samaria-Luna	Cunduacán	1235.45	1258.97	0.8	62
Samaria-Luna	Oxiacaque	1044.57	770.90	0.7	38
Samaria-Luna	Sen	951.99	2614.83	1.2	40

Tabla 5.4 Criterios de evaluación de cada uno de los campos

Paso 2: Normalizar linealmente a cada uno de los valores C_{ij} para cada criterio j . Se asigna el 0 para el mejor valor de todas las alternativas i y 1 para el peor valor.

Las ecuaciones de normalización son las siguientes:

Criterio

Ecuación de la recta normalizada

Volumen remanente de aceite $v_{ij} = -0.000897 * (MMBLS) + 1.108$

Volumen remanente de gas $v_{ij} = -0.000399 * (MMMPC) + 1.042$

1P/ Volumen remanente de aceite $v_{ij} = 0.05232 * \left(\frac{1P}{vol\ remanente} \% \right) - 0.002093$

Pozos inactivos $v_{ij} = -0.002257 * (\#\ pozos) + 1.02031$

Con las ecuaciones anteriores se normalizan los criterios de cada uno de los campos.

Paso 3. Se multiplican los valores de v_{ij} obtenidos en la normalización por el peso correspondiente w_j

$$p_{ij} = v_{ij} w_j$$

Paso 4. Se calcula la distancia de la alternativa i a la “alternativa ideal”, la magnitud de su vector de posición conformado por cada punto i , esta magnitud se calcula de la siguiente manera:

$$p = \sqrt{p_{i1}^2 + p_{i2}^2 + p_{i3}^2 + p_{i4}^2}$$

La Tabla 5.5 presenta los valores normalizados de cada uno de los criterios, así como el resultado de la magnitud del vector de posición de mínimo arrepentimiento (VPMA).

Los campos con menor valor de arrepentimiento son Ogarrio y Cinco presidentes en el activo Cinco Presidentes, Cunduacán y Sen en activo Samaria Luna, el campo Cárdenas en el activo Bellota Jujo y el campo Cactus en el activo Macuspana Muscpac. Estos campos se caracterizan por tener un alto volumen de gas y aceite remanente, urgencia de restitución de reservas y con pozos ya perforados y terminados disponibles para la inyección del CO₂.

ACTIVO	CAMPO	Volumen remanente de aceite [MMBLS]	Vij	Pij = Vij*Wij	Volumen remanente de gas [MMMPC]	Vij	Pij = Vij*Wij	1P/Vol remanente [%]	Vij	Pij = Vij*Wij	Pozos inactivos	Vij	Pij = Vij*Wij	P [VPMA]
Cinco Presidentes	Ogarrio	785.45	0.404	0.20	763.91	0.738	0.37	2.7	0.139	0.07	452	0.000	0.00	0.426
Samaria-Luna	Sen	951.99	0.254	0.13	2614.83	0.000	0.00	1.2	0.062	0.03	40	0.930	0.47	0.483
Cinco Presidentes	Cinco Presidentes	715.57	0.467	0.23	550.95	0.822	0.41	1.6	0.084	0.04	372	0.181	0.09	0.483
Bellota-Jujo	Cárdenas	855.24	0.341	0.17	1529.69	0.432	0.22	1.7	0.086	0.04	80	0.840	0.42	0.504
Macuspana-Muspac	Cactus	1075.44	0.144	0.07	1401.01	0.484	0.24	0.3	0.011	0.01	54	0.898	0.45	0.515
Samaria-Luna	Cunduacán	1235.45	0.000	0.00	1258.97	0.540	0.27	0.8	0.040	0.02	62	0.880	0.44	0.517
Samaria-Luna	Caparroso-Pijije-Escuintle	699.98	0.481	0.24	1655.05	0.382	0.19	1.3	0.064	0.03	32	0.948	0.47	0.566
Macuspana-Muspac	Sitio Grande	787.84	0.402	0.20	1244.83	0.546	0.27	0.04	0.000	0.00	44	0.921	0.46	0.572
Samaria-Luna	Oxiacaque	1044.57	0.171	0.09	770.90	0.735	0.37	0.7	0.033	0.02	38	0.935	0.47	0.601
Bellota-Jujo	Paredón	501.01	0.659	0.33	1253.96	0.542	0.27	1.7	0.089	0.04	34	0.944	0.47	0.638
Bellota-Jujo	Bellota	419.39	0.732	0.37	605.53	0.801	0.40	2.6	0.134	0.07	42	0.926	0.46	0.716
Macuspana-Muspac	Giraldas	289.89	0.849	0.42	854.09	0.702	0.35	0.7	0.036	0.02	26	0.962	0.48	0.731
Cinco Presidentes	San Ramón	316.17	0.825	0.41	128.96	0.991	0.50	3.0	0.154	0.08	142	0.700	0.35	0.737
Bellota-Jujo	El Golpe	217.65	0.913	0.46	105.53	1.000	0.50	2.4	0.124	0.06	137	0.711	0.36	0.767
Macuspana-Muspac	Chiapas-Copanó	178.07	0.949	0.47	830.55	0.711	0.36	1.3	0.066	0.03	20	0.975	0.49	0.768
Cinco Presidentes	Blasillo	230.26	0.902	0.45	115.80	0.996	0.50	2.2	0.111	0.06	104	0.786	0.39	0.780
Bellota-Jujo	Jacinto	193.04	0.935	0.47	407.31	0.880	0.44	2.1	0.109	0.05	17	0.982	0.49	0.810
Cinco Presidentes	Bacal	121.08	1.000	0.50	138.36	0.987	0.49	1.4	0.069	0.03	81	0.837	0.42	0.819
Macuspana-Muspac	Río Nuevo	192.96	0.935	0.47	220.94	0.954	0.48	0.3	0.014	0.01	13	0.991	0.50	0.832
Macuspana-Muspac	Comoapa	127.12	0.995	0.50	118.82	0.995	0.50	1.3	0.064	0.03	9	1.000	0.50	0.864
Bellota-Jujo	Santuario	500.03	0.660	0.33	318.68	0.915	0.46	19.2	1.000	0.50	55	0.896	0.45	0.877

Tabla 5.5 Resultados del análisis vector de posición de mínimo arrepentimiento [VPMA] de cada uno de los campos

Los campos con menor valor de arrepentimiento son Ogarrio y Cinco Presidentes en el activo Cinco Presidentes, Cunduacán y Sen en el activo Samaria Luna, el campo Cárdenas en el activo Bellota Jujo y el campo Cactus en el activo Macuspana Muscpac. Estos campos se caracterizan por tener un alto volumen de gas y aceite remanente, urgencia de restitución de reservas y con pozos ya perforados y terminados disponibles para la inyección del CO₂.

Demanda de CO₂

La demanda de CO₂ varía de campo a campo, depende principalmente por la cantidad de aceite remanente y el factor de utilización, este factor de utilización indica la cantidad de CO₂ necesaria para recuperar un barril de petróleo. El factor de utilización estimado es de 10,000³³ pies cúbicos de CO₂ por barril de petróleo recuperado, el volumen de demanda estimado se calculó con un supuesto a recuperar el 5 % del volumen remanente en sitio en un periodo de explotación de 30 años; estas demandas se presentan en la Tabla 5.6.

Campo	Demanda [MTCO ₂ al año]
Ogarrio	0.682
Sen	0.827
Cinco Presidentes	0.621
Cárdenas	0.743
Cactus	0.934
Cunduacán	1.073
Caparroso-Pijije-Escuintle	0.608

Tabla 5.6 Demanda de CO₂ por campo

Se analizaron las fuentes más cercanas y que cubran la demanda de CO₂ para los campos que resultaron con mejores características, es decir los que el valor del vector de posición de mínimo arrepentimiento es menor. Las distancias de las fuentes a los campos se presentan en la siguiente Figura 5.8.

³³ Lacy (2005) Op Cit. p40.

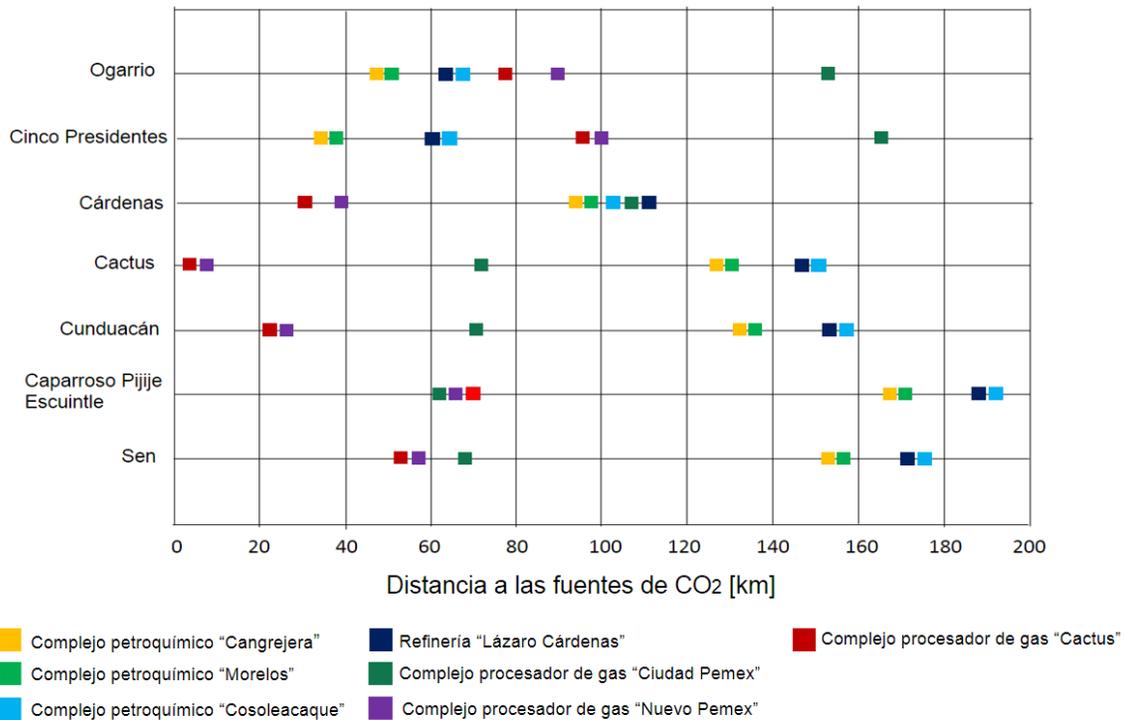


Figura 5.8 Distancia entre los campos fuentes de CO₂. Elaboración propia

A partir de la demanda y la distancia se proponen las siguientes opciones de campo y fuente:

Para los campos Cinco Presidentes y Ogarrio se observa que la fuente más cercana es el Complejo petroquímico “Cangrejera”, éste tiene un volumen de emisión de 2.2 MTCO₂ anuales y una distancia de 38 Km a Cinco Presidentes y 48 km a Ogarrio, esta fuente abastecería el volumen demandado por Cinco Presidentes (0.62 MTCO₂ anuales) y Ogarrio (0.68 MTCO₂ anuales).

Para los campos Cactus y Sen se propone el complejo procesador de gas “Cactus”, con un volumen de emisión de 2 MTCO₂ abastecerían la demanda del campo Cactus (0.94 MTCO₂) y Sen (0.82 MTCO₂), la distancia de la fuente al campo son 52 km al campo Sen y 4 km al campo Cactus, este último, por la cercanía, reduciría de manera importante los costos tanto de inversión en gasoductos, así como los costos de compresión.

Para el campo Cunduacán se propone el complejo petroquímico “Nuevo Pemex” a una distancia de 21 km, la demanda y la oferta de CO₂ es prácticamente el mismo volumen, con ello se garantizaría el abastecimiento al campo y el almacenamiento total de las emisiones del complejo procesador de gas.

La fuente más cercana al campo Caparroso Pijije Escuintle es el Complejo procesador de gas “Ciudad Pemex” a una distancia de 62 km, el volumen de emisión del complejo es de 1 MTCO₂ con lo cual abastecería la demanda del campo (0.62 MTCO₂).

Finalmente, las fuentes más cercanas al campo Cárdenas son los Complejos procesadores de gas “Cactus” y “Nuevo Pemex” así como el Complejo petroquímico “Cangrejera”, sin embargo, estas fuentes ya fueron propuestas para otros campos anteriormente. Por la distancia, la demanda y la oferta se propone el complejo petroquímico Cosoleacaque, con un volumen de emisión de 0.77 MTCO₂ y una distancia de 108 Km, la demanda y la oferta de CO₂ es prácticamente el mismo volumen, con ello se garantizaría el abastecimiento al campo y el almacenamiento total de las emisiones del complejo petroquímico. Asimismo, la ventaja de este complejo petroquímico es la calidad del CO₂ en los gases de combustión, con un aproximado de 98%³⁴ de CO₂, esto reduciría los costos de captura haciendo más factible su implementación.

Las propuestas de campos y fuentes se presentan en la Figura 5.9.

³⁴ PEMEX (2013), Plan de Acción Climática de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios

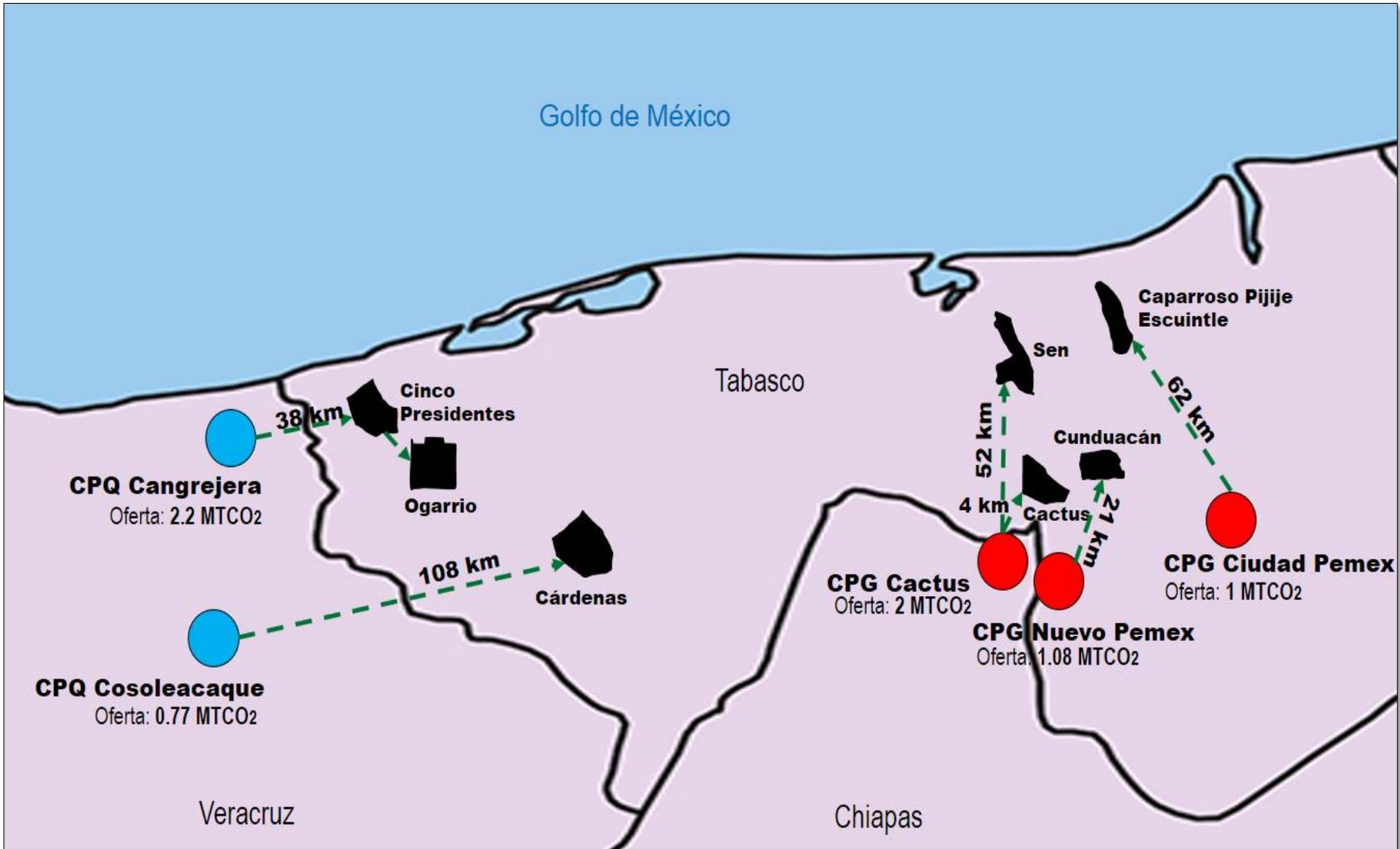


Figura 5.9 Propuesta de fuentes de emisión y campos de inyección de campos del sureste. Elaboración propia.

5.6.2 Análisis de campos norte de Veracruz y Tamaulipas

Se consideraron los campos del activo Poza Rica Altamira, este activo se encuentra en la parte norte de Veracruz y Tamaulipas.

Las fuentes cercanas con emisiones mayor a 0.5 MTCO₂ y dentro de un radio máximo de 200 km son las refinerías Francisco I. Madero y Miguel Hidalgo, y las centrales termoeléctricas de Tuxpan y Altamira.

Paso 1: Asignar un peso w_j para cada criterio C_j tal que: $\sum_{j=1}^n w_j^2 = 1$

Se tienen 4 criterios, se les asigna el mismo peso a cada uno, esto debido a que se considera que todos los criterios son indispensables para que un proyecto de recuperación mejorada de hidrocarburos sea considerado.

Por lo tanto:

$$w_j = \frac{1}{\sqrt{4}} = 0.5$$

En la Tabla 5.7 se muestran los valores de los criterios de cada uno de los campos, en color azul se resalta el “mejor valor” y en rojo el “peor valor”.

En el criterio del volumen remanente de aceite el mejor valor es de 3377.79 MMBLS y el peor valor es de 282.88 MMBLS en el campo Poza Rica y el campo Tres Hermanos, respectivamente.

En el criterio del volumen remanente de gas el mejor valor es de 2876.49 MMMPC y el peor valor es de 199.07 MMMPC en el campo Poza Rica y el campo Tepetate Norte Chinampa, respectivamente.

En la reserva 1P entre el volumen remanente se le da el mejor valor al que represente el porcentaje menor, lo que requería una recuperación mejorada inmediata para la restitución de reservas, el mejor valor es de 0.128% y el peor 2.39% en el campo Tepetate Norte Chinampa y el campo Tamaulipas Constituciones, respectivamente.

Para el número de los pozos inactivos los cuales servirán como pozos de inyección del CO₂ y producción debido al aumento de recuperación de aceite, se tiene que el mejor valor es de 281 y el peor valor de 5, en el campo Poza Rica y el campo Sur Chinampa Norte de Amatlán, respectivamente.

ACTIVO	CAMPO	Volumen remanente de aceite [MMBLS]	Volumen remanente de gas [MMMPC]	1P/Volumen remanente [%]	Pozos inactivos
Poza Rica-Altamira	Poza Rica	3377.79	2876.49	0.927	281
Poza Rica-Altamira	San Andrés	1027.84	1372.47	0.366	269
Poza Rica-Altamira	Toteco Cerro Azul	879.12	495.36	0.429	56
Poza Rica-Altamira	Sur Chinampa Norte de Amatlán	503.74	296.71	0.618	5
Poza Rica-Altamira	Tepetate Norte Chinampa	393.03	199.07	0.128	14
Poza Rica-Altamira	Sur de Amatlán	315.62	231.47	0.418	88
Poza Rica-Altamira	Tres Hermanos	282.88	454.99	1.298	121
Poza Rica-Altamira	Tamaulipas Constituciones	2319.06	1059.99	2.390	232

Tabla 5.7 Criterios de cada uno de los campos. Elaboración propia.

Paso 2: Normalizar linealmente a cada uno de los valores C_{ij} para cada criterio j . Se asigna el 0 para el mejor valor de todas las alternativas i y 1 para el peor valor.

Las ecuaciones de normalización son las siguientes:

Criterio	Ecuación de la recta normalizada
Volumen remanente de aceite	$v_{ij} = -0.000327 * (MMBLS) + 1.1035$
Volumen remanente de gas	$v_{ij} = -0.000373 * (MMMPC) + 1.0743$
1P/ Volumen remanente de aceite	$v_{ij} = 0.442 * \left(\frac{1P}{vol\ remanente} \% \right) - 0.0565$
Pozos inactivos	$v_{ij} = -0.00362 * (\#\ pozos) + 1.0181$

Con las ecuaciones anteriores se normalizan los criterios de cada uno de los campos.

Paso 3. Se multiplica los valores de v_{ij} obtenidos en la normalización por el peso correspondiente w_j

$$p_{ij} = v_{ij} w_j$$

Paso 4. Se calcula la distancia de la alternativa i a la “alternativa ideal”, la magnitud de su vector de posición conformado por cada punto i esta magnitud se calcula de la siguiente manera:

$$p = \sqrt{p_{i1}^2 + p_{i2}^2 + p_{i3}^2 + p_{i4}^2}$$

La Tabla 5.8 presenta los valores normalizados de cada uno de los criterios, así como el resultado del vector de posición de mínimo arrepentimiento

ACTIVO	CAMPO	Volumen remanente de aceite [MMBLS]	V _{ij}	P _{ij} = V _{ij} *W _{ij}	Volumen remanente de gas [MMMPC]	V _{ij}	P _{ij} = V _{ij} *W _{ij}	IP/Vol remanente [%]	V _{ij}	P _{ij} = V _{ij} *W _{ij}	Pozos inactivos	V _{ij}	P _{ij} = V _{ij} *W _{ij}	P VPMA
Poza Rica-Altamira	Poza Rica	3377.79	0.00	0.00	2876.49	0.00	0.00	0.927	0.35	0.14	281	0.00	0.00	0.144
Poza Rica-Altamira	San Andrés	1027.84	0.77	0.31	1372.47	0.56	0.23	0.366	0.11	0.04	269	0.04	0.02	0.391
Poza Rica-Altamira	Tamaulipas Constituciones	2319.06	0.35	0.14	1059.99	0.68	0.28	2.390	1.00	0.41	232	0.18	0.07	0.518
Poza Rica-Altamira	Toteco Cerro Azul	879.12	0.82	0.33	495.36	0.89	0.36	0.429	0.13	0.05	56	0.82	0.33	0.597
Poza Rica-Altamira	Tres Hermanos	282.88	1.01	0.41	454.99	0.90	0.37	1.298	0.52	0.21	121	0.58	0.24	0.638
Poza Rica-Altamira	Sur de Amatlán	315.62	1.00	0.41	231.47	0.99	0.40	0.418	0.13	0.05	88	0.70	0.29	0.643
Poza Rica-Altamira	Sur Chinampa Norte de Amatlán	503.74	0.94	0.38	296.71	0.96	0.39	0.618	0.22	0.09	5	1.00	0.41	0.690
Poza Rica-Altamira	Tepetate Norte Chinampa	393.03	0.97	0.40	199.07	1.00	0.41	0.128	0.00	0.00	14	0.97	0.39	0.694

Tabla 5.8 Resultados del análisis vector de posición de mínimo arrepentimiento |VPMA| de cada uno de los campos

Los campos con menor valor de arrepentimiento son Poza Rica, San Andrés, Toteco Cerro Azul, Sur Chinampa Norte de Amatlán, Tepetate Norte Chinampa, así como el campo Tamaulipas Constituciones, todos en el activo Poza Rica Altamira. Estos campos se caracterizan por tener un alto volumen de gas y aceite remanente, urgencia de restitución de reservas y con pozos ya perforados y terminados disponibles para la inyección del CO₂, además de ser los campos productores más antiguos de México. 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.

La extracción de aceite de los campos del activo Poza Rica Altamira se aproxima, bajo el modo vigente de explotación, a su etapa terminal, radica ahí la importancia de implementar métodos de recuperación mejorada para alargar la vida de estos campos.

Se analizaron las fuentes más cercanas y que cubran la demanda de CO₂ para los campos que resultaron con mejores características, es decir los que el valor del vector de posición de mínimo arrepentimiento es menor.

Demanda de CO₂

La demanda de CO₂ varía de campo a campo, depende principalmente de la cantidad de aceite remanente y el factor de utilización, este factor de utilización indica la cantidad de CO₂ necesaria para recuperar un barril de petróleo. El factor de utilización estimado es de 10,000 pies cúbicos de CO₂ por barril de petróleo recuperado, el volumen de demanda estimado se calculó con un supuesto a recuperar el 5 % del volumen remanente en sitio en un periodo de explotación de 30 años. Estas demandas se presentan en la Tabla 5.9.

CAMPO	Demanda [MTCO ₂ al año]
Poza Rica	3.4
San Andrés	1.0
Tamaulipas Constituciones	2.2
Toteco Cerro Azul	0.95
Tres Hermanos	0.3
Sur de Amatlán	0.35

Tabla 5.9 Demanda de CO₂ por campo. Elaboración propia

Las distancias de las fuentes a los campos se presentan en la siguiente Figura 5.10.

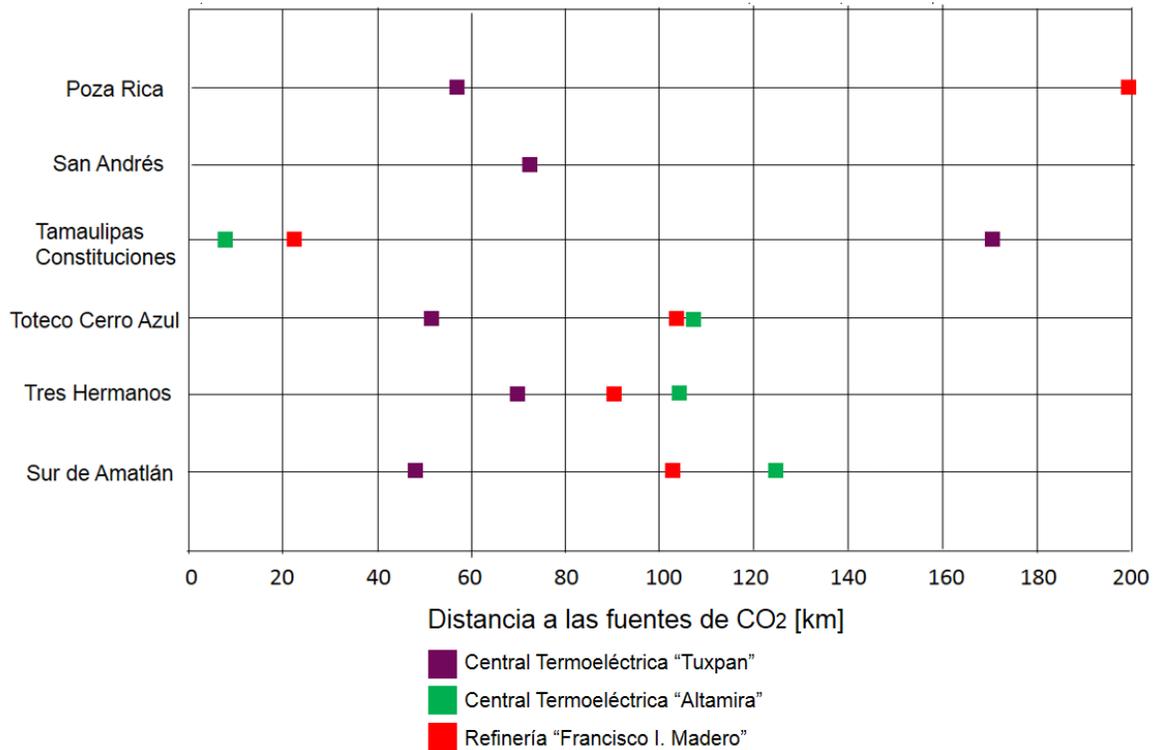


Figura 5.10 Distancia entre los campos y fuentes de CO₂. Elaboración propia

A partir de la demanda y la distancia se proponen las siguientes opciones de campo y fuente:

El campo Poza Rica es el que presenta las mejores condiciones de acuerdo con el análisis de vector de posición de mínimo arrepentimiento. Cuenta con un gran volumen de aceite y gas remanente, así como una gran cantidad de pozos inactivos, la fuente más cercana y que abastecería la demanda es la central termoeléctrica de Tuxpan a una distancia de 65 km, esta central es de las fuentes con mayores volúmenes de emisiones (4.54 MTCO₂) en México, se garantizaría el almacenamiento de gran volumen de las emisiones provenientes de la central termoeléctrica.

Para el campo Tamaulipas Constituciones con una demanda de 2.2 MTCO₂ se contempla la central termoeléctrica Altamira, ésta se encuentra a 9 km del campo, con ello se reduciría los costos de inversión en gasoductos y compresión para el transporte del CO₂.

La cercanía entre los campos Toteco Cerro Azul, Tres Hermanos y Sur de Amatlán hace factible la captura e inyección de CO₂ proveniente de la refinería Francisco y I. Madero a una distancia de 96 km, dicha fuente abastecería la demanda de los 3 campos.

Las propuestas de campos y fuentes se presentan en la Figura 5.11.

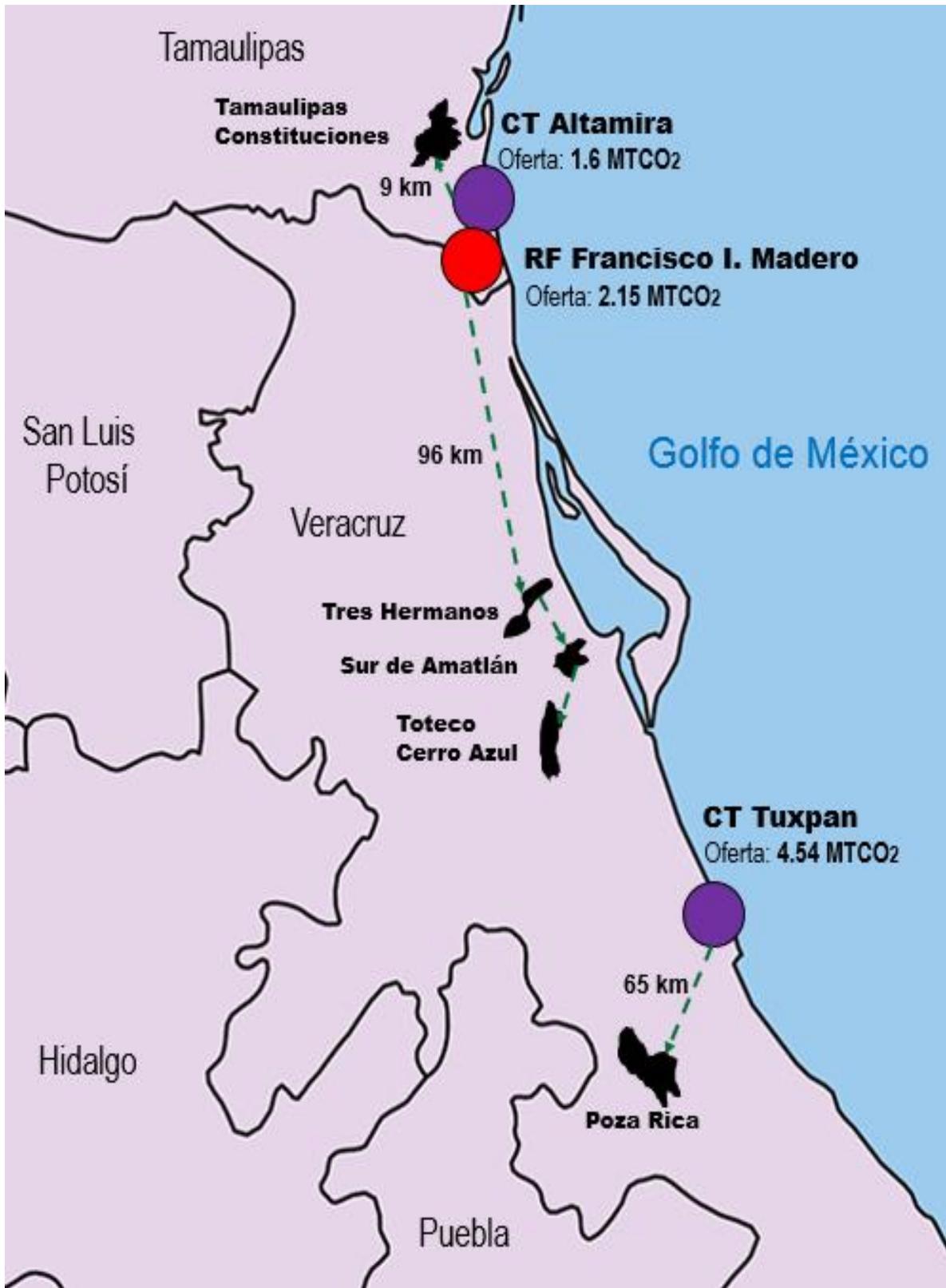


Figura 5.11 Propuesta de fuentes de emisión y campos de inyección en los campos del norte de Veracruz y Tamaulipas. Elaboración propia.

6 Ruta tecnológica de captura y almacenamiento de CO₂ en México

Se han realizado esfuerzos importantes para la adopción de la CCS en México, con el fin de reducir de manera importante las emisiones de GEI. En el año 2014, la Secretaría de Energía publicó el Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS de México (MRT-CCUS), en este documento se presentan objetivos a corto, mediano y largo plazos, con el fin de implementar dicha tecnología en el país.

6.1 Avances de la ruta tecnológica de captura y almacenamiento de CO₂ en México

A la fecha se tienen algunos avances planteados en dicha ruta, éstos se describen a continuación:

6.1.1 Análisis del Marco regulatorio

Almacenar permanentemente el CO₂ en el subsuelo trae consigo una serie de responsabilidades que hay que delimitar y deslindar. Los países que mantienen el liderazgo en el desarrollo de la captura, uso y almacenamiento de bióxido de carbono, aún no tienen una definición completa, sin embargo, ya se ha dado forma en lo elemental al marco que permite el manejo del CO₂, sus formas de secuestro y las obligaciones y responsabilidades de la vigilancia del comportamiento una vez almacenado. México no cuenta aún con dichas adecuaciones a su normatividad, por lo que deberá hacer un diagnóstico de todas aquellas regulaciones que habría que actualizar o crear para asegurar la correcta y segura aplicación de la tecnología. Se debe realizar una delimitación de los alcances y obligaciones de capturadores, transportadores, almacenadores, y derechos sobre el uso del CO₂³⁵.

El Banco Mundial en el año 2015 realizó una serie de recomendaciones a seguir con el fin de permitir el despliegue de tales actividades en México, sin embargo este marco regulatorio debe ser propuesto y aprobado por la SENER en conjunto con la SEMERNAT.

Estas recomendaciones fueron presentadas por el Banco Mundial el 24 de septiembre del 2015 en la Ciudad de México. Se establecieron las probables autoridades ambientales y energéticas reguladoras y de asesoramiento técnico de las actividades de captura, transporte y almacenamiento de CO₂. Así mismo se realizó un enfoque hacia la regulación de la captura, transporte y el almacenamiento de CO₂, a continuación, se presentan las recomendaciones realizadas por el Banco Mundial.

Autoridades reguladoras y técnicas

- Autoridades ambientales

³⁵ SENER (2014), Mapa de ruta tecnológica de CCUS en México

Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA)

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 establece que la agencia tendrá la atribución de regular y supervisar, en relación con las materias de su competencia, 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.

Además, esta entidad 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.

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)

Es competente para administrar y regular el uso sostenible de los recursos naturales, a excepción de los hidrocarburos y materiales radioactivos. También tiene derecho a establecer Normas Oficiales Mexicanas para promover la preservación y restauración del medio ambiente.

Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA)

Tiene el derecho inspeccionar y evaluar, entre otros, el cumplimiento de las regulaciones relacionadas con recursos, desechos peligrosos, emisiones al aire, vida silvestre y bioseguridad.

Comisión Nacional del Agua (CONAGUA)

Tiene derecho para controlar, inspeccionar y penalizar las actividades reguladas por la Ley de Aguas Nacionales, entre otras actividades tiene el fin de inspeccionar posibles afectaciones a aguas subterráneas derivadas de la explotación de hidrocarburos.

- Autoridades Energéticas

Con respecto al sector energético, la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía, se consideran autoridades críticas para la implementación de proyectos CCUS.

SENER, como autoridad reguladora en materia de energía, es competente para establecer e implementar las políticas energéticas de México y supervisar su cumplimiento.

CNH, con autonomía técnica a cargo de regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos en México. Su misión es asegurar que los proyectos sean llevados bajo premisas que pueden aumentar el factor de recuperación y obtener el volumen máximo de hidrocarburos a largo plazo.

CRE, como órgano regulador en materia energética.

Captura, transporte y almacenamiento de CO₂

Captura del CO₂

Actualmente no existe un procedimiento de autorización explícito para las actividades de captura de CO₂ en México. Se está evaluando una propuesta específicamente para cada tipo de industria.

Se recomienda que ASEA regule varios aspectos en relación con el sector de hidrocarburos, incluida la autorización para la captura de CO₂ en refinerías o instalaciones petroquímicas, así como el monitoreo y la presentación de informes de emisiones e inspecciones en estas mismas instalaciones.

Transporte de CO₂

Se propone que se adopte las mismas similitudes técnicas que con el transporte de gas natural, con ello lleva a pensar que la CRE podría solicitar las autorizaciones respectivas normalmente utilizadas para el transporte de gas natural, dependiendo de las características técnicas del proyecto y los métodos para transportar el CO₂.

Los requisitos operativos para el transporte de CO₂ deberían adoptarse mediante la aplicación de regulaciones. Estos deberían cubrir características como el volumen y la temperatura del CO₂ permitidas para el transporte en tuberías. Del mismo modo, se adoptarán condiciones de funcionamiento para el transporte de CO₂ a través de otros medios de transporte, como el transporte por carretera o el transporte marítimo. Estas regulaciones pueden establecerse mediante una extensión de la legislación existente para actividades de transporte, como el gas natural o el transporte de materiales peligrosos, o mediante una regulación específica adaptada al transporte de CO₂.

Almacenamiento de CO₂.

Se destacaron dos posibles rutas para garantizar un marco reglamentario adecuado para el almacenamiento a largo plazo en el subsuelo:

1. El CO₂ podría tratarse como un desecho peligroso o realizar una mezcla de residuos peligrosos (independientemente de la cantidad de residuos peligrosos incluidos en la mezcla) con cualquier otro material o sustancia peligrosa, esto convertiría a la mezcla

en un residuo peligroso y por consiguiente quedaría sujeto a la regulación sobre desechos peligrosos. Esto no requeriría cambios legislativos para permitir la inyección de CO₂ en el subsuelo.

2. Alternativamente, se sugiere que se le otorgue a SEMARNAT el derecho a permitir el uso a largo plazo del subsuelo mexicano para el almacenamiento permanente de CO₂. Dentro de asuntos ambientales se tiene la Ley general de equilibrio ecológico y protección al ambiente (LGEEPA), se sugiere incluir en dicha ley un nuevo capítulo sobre actividades CCUS, incluyendo el almacenamiento a largo plazo.

Las actividades de CCS + EOR como todas las relacionadas con el sector energético tienen ciertos impactos, tanto ambientales como sociales, las regulaciones de las actividades de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ que se implementen, deben ser pensadas en la protección del medio ambiente y de la sociedad por encima de intereses puramente económicos, con el fin de respetar el derecho de la sociedad a un ambiente sano, de lo contrario aplicar el principio precautorio internacional ante posibles riesgos ambientales.

Bajo el marco internacional es necesario que el marco regulatorio en México proteja los posibles riesgos ambientales realizando un monitoreo integral de todos los aspectos de integridad del pozo, inyección y almacenamiento de CO₂, y calidad del agua subterránea durante la operación de inyección y el cuidado del sitio posterior a la inyección.

Así como demostración de la disponibilidad de fondos para la vida del proyecto (incluida la atención en el sitio posterior a la inyección) y respuesta a posibles emergencias del proyecto de almacenamiento de CO₂.

6.1.2 Política pública

Construcción de capacidades

Se requiere la difusión del conocimiento a través de cursos específicos impartidos por centros internacionales para el corto plazo, así como programas universitarios y de posgrado nacionales a mediano y largo plazo.

De acuerdo con esto, a partir de enero del 2018, en el programa de posgrado en Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México se implementó la especialización en captura, uso y almacenamiento de CO₂, esto parte de las políticas públicas enfocadas en la transición energética y el desarrollo de una industria y energía más limpias. La SENER lanza este programa de formación de talento, en colaboración con la UNAM y el *Berkeley Energy & Climate Institute* de la Universidad de California. Éste es el primer programa en su tipo en México y está enfocado en el desarrollo de capacidades y la formación de los futuros líderes de esta tecnología en México.

Conformación del Centro mexicano de CCUS (CEMCCUS)

Es necesario constituir un centro estratégico en innovación en el tema que permita realizar el diseño, la construcción y operación de infraestructura de CCUS. El Fondo Sectorial CONACYT – SENER – Hidrocarburos está promoviendo la creación de este centro.

6.1.3 Planeación

Proyectos piloto

El objetivo del proyecto piloto es aplicar la tecnología de captura, uso y almacenamiento del CO₂ a pequeña escala para medir datos y obtener información que guíe el proyecto a futuras acciones. Mundialmente los proyectos pilotos se limitan a un flujo de inyección menor a 20,000 toneladas de CO₂ al año³⁶.

Se están realizando 2 proyectos pilotos, uno en captura de CO₂ en una planta de generación eléctrica y otro como método de recuperación mejorada de hidrocarburos, estos proyectos son realizados en conjunto por Petróleos Mexicanos, la Comisión Federal de Electricidad, la Secretaría de Energía, y asistencia técnica y económica del Banco Mundial, y en un corto plazo con el CEMCCUS. Las consideraciones de ejecución de los proyectos piloto se muestran la Figura 6.1.

CCUS – EOR CAMPO BRILLANTE	CAPTURA DE CO ₂ CCC POZA RICA
PEMEX <ul style="list-style-type: none">• Dueño y administrador del Campo Brillante del Activo de Producción S04• Equipo de trabajo para ejecución y supervisión del proyecto• Licitaciones	CFE Generación II <ul style="list-style-type: none">• Dueño y administrador la CCC Poza Rica• Equipo de trabajo para ejecución y supervisión del proyecto• Licitaciones
WB – SENER <ul style="list-style-type: none">• Donativo para el desarrollo del proyecto (12-13MUSD)• Asistencia técnica para la elaboración del programa de monitoreo y evaluación de riesgos• Seguimiento y revisión de reportes de avances del proyecto	WB – SENER <ul style="list-style-type: none">• Donativo para el desarrollo del proyecto (23-25 MUSD)• Asistencia técnica para la elaboración del FEED (Front End Engineering Design) y bases de licitación• Seguimiento y revisión de reportes de avances del proyecto
CEMCCUS <ul style="list-style-type: none">• Programa de trabajo para el desarrollo de capacidades• Programa de trabajo para la transferencia de conocimiento• Elaboración de bases de datos y modelos• Acompañamiento en el proceso de ejecución del proyecto, adquisición y análisis de información, evaluación de resultados• Manejo Financiero y comprobación de gastos	CEMCCUS <ul style="list-style-type: none">• Programa para el seguimiento de la construcción de la planta piloto• Programa para la operación de la planta piloto• Programa de trabajo para la transferencia de conocimiento y desarrollo de capacidades• Adquisición y análisis de información, evaluación de resultados• Manejo Financiero y comprobación de gastos

Figura 6.1 Consideraciones para la ejecución de los proyectos piloto, CONACYT (2018)

Se tiene contemplado la inyección de CO₂ en el campo Brillante como método de recuperación mejorada en el activo de producción Cinco Presidentes, así como la captura del CO₂ proveniente del complejo de generación eléctrica de ciclo combinado Poza Rica. Estos proyectos demostrarán la factibilidad tanto de la captura de CO₂, así como la inyección de

³⁶ SENER (2014), Mapa de ruta tecnológica de CCUS en México.

CO₂ en campos de hidrocarburos, para posteriormente llevarlo a un proyecto demostrativo y finalmente a una escala comercial.

CCUS- EOR Campo Brillante

Se está realizando el primer proyecto de captura, uso y almacenamiento de CO₂ en México, se inyectará el CO₂ producido del Centro Petroquímico de Cosoleacaque en el campo Brillante del activo Cinco Presidentes.

Se eligió la fuente de Cosoleacaque por la alta pureza del CO₂ en los gases de combustión (98%), con ello se reduce de manera importante los costos de captura en la prueba piloto.

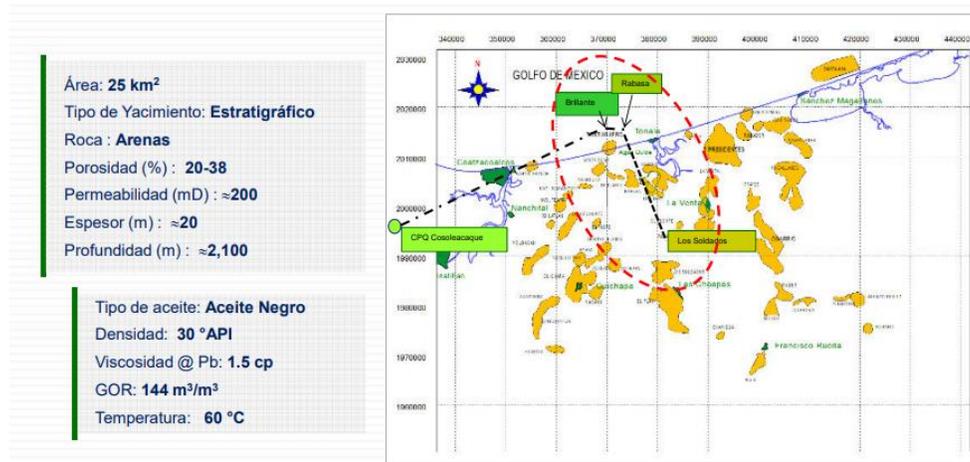


Figura 6.2 Esquema del proyecto piloto Cosoleacaque – Brillante, CONACYT (2018)

A la fecha se tiene realizado todo el estudio previo a la ejecución, la recolección y validación de la información, pruebas de laboratorio, caracterización estática, dinámica, así como los pronósticos de resultados y costos (Figura 6.3). Se encuentra en pendiente la ejecución, el monitoreo y la evaluación del proyecto.



Figura 6.3 Estatus del proyecto Cosoleacaque – Brillante, CONACYT (2018)

Captura CO₂ Ciclo Combinado Poza Rica

Se propuso realizar la captura del CO₂ de la planta de ciclo combinado de Poza Rica, como proyecto piloto, ésta cuenta con una capacidad efectiva de 231.8 MW. Actualmente se tiene el estudio de las consideraciones técnicas y económicas del proyecto para su posterior ejecución, monitoreo y evaluación.

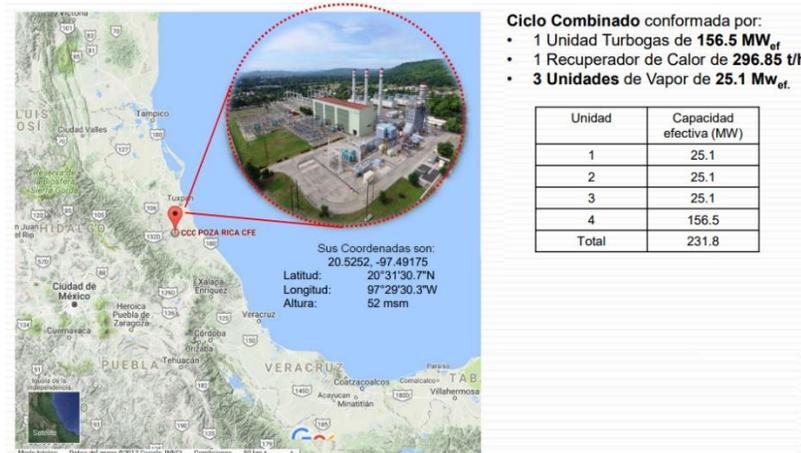


Figura 6.4 Proyecto piloto de captura CO₂ central eléctrica Poza Rica, CONACYT (2018)

Estimación de Capacidades de Almacenamiento en Acuíferos Salinos Profundos.

Se ha realizado un estudio de las capacidades de almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos profundos, aunque esto no produce un subproducto con valor económico, como es el caso el EOR, es considerado el más común de los medios de almacenamiento a largo plazo y en volumen, el que ofrece las mayores capacidades como para secuestrar geológicamente todas las emisiones de bióxido de carbono de fuentes antropogénicas. La investigación realizada por la Comisión Federal de Electricidad y la Secretaria de Energía estimó cinco provincias para almacenamiento geológico en acuíferos salinos profundos, el potencial teórico de almacenamiento de CO₂ estimado es de aproximadamente de 82 Gt de CO₂, estas provincias con su potencial de almacenamiento se muestran en la Tabla 6.1.

PROVINCIA	POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO TEORICO DE CO ₂ (Gt)
VERACRUZ	15
TAMPICO-MISANTLA	9
BURGOS	17
CUENCAS DEL SURESTE	24
YUCATÁN	17
TOTAL	82

Tabla 6.1 Potencial de almacenamiento teórico de CO₂ por provincia en acuíferos salinos profundos, (Dávila 2011)

6.2 Trabajo futuro

Dentro del Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS de México, se tienen contemplados objetivos a cumplir a corto, mediano y largo plazos, éstos se describen a continuación³⁷:

6.2.1 Corto Plazo

Divulgación del plan de implementación de la tecnología

La sociedad debe tener conocimiento de los planes de implementación de proyectos de captura y almacenamiento de CO₂ en México. Pasar por alto tal actividad puede dificultar seriamente la adopción e implementación de la tecnología. Es recomendable abordar este tema como uno de los más inmediatos de la política pública en la materia.

Mecanismos de Financiamiento y Fondeo Nacionales e Internacionales para la Implementación de la Tecnología

La tecnología de captura y secuestro de CO₂ es cara, ésta es la razón por la que actualmente sólo se lleva a cabo en países desarrollados. Sin embargo, actualmente existen mecanismos internacionales encaminados a facilitar el desarrollo de tecnologías para la mitigación de los efectos del cambio climático o su previsión, siendo la captura y almacenamiento de CO₂ una de ellas. Es por lo que, México ya está recibiendo algunos beneficios de dichos mecanismos, como asesoría técnica y financiera por parte del Banco Mundial.

6.2.2 Mediano Plazo

Identificación de Plantas Prioritarias para Captura.

Identificación de puntos emisores, que ya sea por el volumen de CO₂ que generan, como por la cercanía a un punto de inyección.

Análisis de Campos Potenciales.

Revisión de campos y yacimientos de las diversas regiones y activos petroleros de México y analizarán las características de cada uno, como ubicación, petrofísicas, geológicas, de fluido, históricos de producción, etcétera.

Selección y Priorización de Campos.

Los campos que potencialmente cumplan con los criterios de viabilidad técnica establecidos para procesos de recuperación mejorada de aceite con CO₂ serán seleccionados con su orden de prioridad

³⁷ SENER (2014), Op. Cit. p15.

Estrategia y plan de EOR-CO₂.

Definición de la estrategia de EOR-CO₂ de manera conjunta con la estrategia de captura de CO₂ en instalaciones de PEMEX y CFE con objetivos en el mediano y largo plazos, así como las acciones y recursos necesarios para conseguirlos.

Derivado de la estrategia, se establecerá el plan de implementación de proyectos de EOR en los que se garantice el abasto de CO₂ obtenido en proyectos de captura en instalaciones de CFE y PEMEX.

Proyecto Demostrativo

Posterior a los proyectos pilotos y la evaluación de los resultados se seleccionarán los proyectos demostrativos identificados en la estrategia y plan de EOR – CO₂. El proyecto demostrativo es un proyecto a escala mediana que pretende comprobar la efectividad, seguridad y alcance de la tecnología. Mundialmente en los proyectos demostrativos se inyecta un flujo máximo de 0.5 MTCO₂ al año³⁸.

Escala comercial.

Después de las etapas piloto y demostrativa, se considera que será posible explotar la tecnología CCUS a escala comercial, es decir, se podrá expandir su uso a toda la industria fija emisora de CO₂ (deseablemente) y para entonces, los costos de su implementación y los incentivos para su incorporación deberían estar resueltos. Mundialmente en los proyectos comerciales se inyecta un flujo mayor a 0.5 MTCO₂ al año³⁹.

6.2.3 Largo plazo

Estudio de factibilidad de carbo ductos

Una red de carbo ductos podría hacer viable económicamente el traslado de un punto de emisión a uno de secuestro, aunque éstos se encuentren lejanos. Se debe de realizar un análisis técnico económico que permita desarrollar dicha red de ductos de carbono lo más eficiente y rentable posible.

Construcción de Red de Transporte CO₂.

La construcción de los ductos que hagan posible el transporte del bióxido de carbono de todo tipo de industria emisora tomará los resultados del estudio de factibilidad.

³⁸ SENER (2014), Op. Cit. p26.

³⁹ SENER (2014), Op. Cit. p26.

Construcción y Operación Comercial de captura y almacenamiento de acuíferos salinos profundos y como método de recuperación mejorada.

Se necesitará contar con un esquema de asociación de puntos de emisión con sitios de captura. Ya sea asociándolo a recuperación mejorada de hidrocarburos (CCS-EOR) o sencillamente a sitios de captura geológica sin rentabilidad económica adicional (CCS), será necesario que existan un número importante de plantas industriales que capturen el CO₂ de sus emisiones.

Monitoreo, Reporte y Verificación.

Una vez que la tecnología CCUS sea una industria madura en México, será necesario el apego a una normatividad, desarrollada previamente, para garantizar que el CO₂ secuestrado en medios geológicos permanecerá debajo de la superficie por siempre. Se deberán llevar a cabo procedimientos oficiales de monitoreo certificados por estándares internacionales con el fin del aseguramiento del almacenamiento y caso contrario plantear las medidas necesarias para la corrección de la operación de los depósitos.

6.3 Riesgos asociados a las actividades de CCS

Como toda actividad relacionada con el sector energético, la captura y almacenamiento de CO₂ contiene una serie de riesgos, estos pueden ser desde ambientales hasta sociales.

Los riesgos probables, son relacionados a posibles fugas de CO₂ en gasoductos ó a nivel geológico, esto sucedería siempre y cuando el yacimiento no contara con las condiciones de almacenamiento adecuadas y se presentaran fugas asociadas.

Posible contaminación en acuíferos subterráneos derivado a la inyección de CO₂ en el subsuelo.

Uso de tierras en asentamientos sociales para las actividades de captura, transporte y almacenamiento de CO₂.

Sin embargo, se debe de tener claro que esta tecnología debe de ser implementada bajo un marco regulatorio que evite estos riesgos ambientales y sociales.

CONCLUSIONES

Las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera han llegado a niveles muy elevados, lo cual ha derivado en el cambio climático. Las emisiones antropogénicas de estos gases, más relevantes, son provocadas por la quema de combustibles fósiles para procesos industriales. Actualmente, se han llevado a cabo esfuerzos para reducir dichas emisiones, principalmente desalentando el consumo de combustibles fósiles, sin embargo, los pronósticos no son muy alentadores, la dependencia de los combustibles fósiles seguirá existiendo por lo menos a corto y mediano plazos, esto derivado principalmente del crecimiento de la demanda de energía a nivel mundial.

Es por ello que se han desarrollado tecnologías que puedan, en cierta manera, reducir las concentraciones de gases de invernadero, una opción viable es la presentada en esta investigación. La captura y almacenamiento de bióxido de carbono es una alternativa para frenar las emisiones derivadas de la quema de combustibles fósiles, esta opción es actualmente utilizada en varias partes del mundo, ya sea almacenando el bióxido de carbono en acuíferos salinos profundos o como método de recuperación mejorada de hidrocarburos.

México ha realizado esfuerzos por adoptar la tecnología. Desde la publicación de la Ruta Tecnológica de CCUS hasta hoy en día, se han llevado a cabo acciones para su implementación, donde figura la inyección de CO₂ en campos de hidrocarburos, debido a que ésta es la opción económicamente más viable.

Inyectar CO₂ a campos de hidrocarburos, permitiría aprovechar los grandes recursos de hidrocarburos en el subsuelo, aportando volúmenes importantes de hidrocarburos a la producción nacional, además de que con ello se almacenarían grandes volúmenes de emisiones de CO₂, que sin este tipo de oportunidades terminarían en la atmósfera. Sin embargo, esta opción no deberá alentar seguir quemando combustibles fósiles, se debe tener claro que esta tecnología se propone como una solución transitoria, mientras la sociedad se independiza de los combustibles fósiles y se logra la transición energética hacia fuentes libres de emisiones de carbono, en el largo plazo.

Actualmente, México enfrenta uno de sus puntos más bajos en la producción de hidrocarburos, el volumen de producción de hidrocarburos es similar al de hace cuarenta años, sin embargo, la demanda de hidrocarburos nacional es mucho mayor que en esa época. Este declive en la producción se debe principalmente a la declinación de los grandes campos de hidrocarburos marinos y terrestres, los cuales actualmente, la gran mayoría se encuentra en estado maduro, todavía con grandes volúmenes de hidrocarburos en el subsuelo, y que con métodos de explotación actual será imposible de recuperarlos. Por lo que la aplicación de métodos de recuperación mejorada será indispensable para acceder a estos recursos. Los resultados del análisis demuestran el potencial de recursos disponibles aún en el subsuelo.

Habiendo identificado la necesidad de implementar métodos de recuperación mejorada en campos maduros y la mitigación de GEI, se realizó un análisis de toma de decisión basado en la metodología de vector de mínimo arrepentimiento, con el fin de conocer las opciones más factibles de inyección de CO₂ como EOR. Bajo la metodología de esta investigación se obtuvieron opciones viables para la captura y almacenamiento de CO₂. Se presentaron pares de fuente – destino, disponibles para la implementación de proyectos de recuperación mejorada con inyección de CO₂ de fuentes antropogénicas. Estas opciones se presentaron para posibles proyectos piloto o posteriormente demostrativos, con los cuales realizar una evaluación técnica y económica para conocer la viabilidad de estas opciones.

Además de los estudios técnicos y económicos, los proyectos de uso y almacenamiento de CO₂ tienen que llevar un estudio social y ambiental, por lo cual el gobierno e instituciones públicas deben evaluar los posibles daños sociales y ambientales que pudiera causar este tipo de proyectos. Adicionalmente, en un corto plazo se tiene que dar a conocer la tecnología a la sociedad, informando sobre los procesos y su beneficio al medio ambiente, el monitoreo que se lleva a cabo para evitar una posible contaminación de acuíferos y de posibles fugas del CO₂, donde quizá podrían ser los temas que más le importen a la sociedad.

México está en camino de la adopción de una tecnología innovadora, una de las estrategias de mitigación de GEI a nivel mundial, sin embargo, esta tecnología en México aún está en proceso de implementación, etapas a corto, mediano y largo plazos tendrán que ser superadas para una adopción total de la tecnología, por lo que los esfuerzos de instituciones públicas y privadas, en el desarrollo de centros de investigación, capital humano, políticas públicas e inversión de capital, además de la participación de la sociedad serán de suma importancia para garantizar el éxito de esta tecnología en México.

ANEXO I. Propiedades petrofísicas y de fluidos de proyectos análogos exitosos implementando CO₂ como método de recuperación mejorada.

FUENTE: Worldwide Survey EOR 2014, Oil & Gas Journal

PROYECTO ANÁLOGO	API	Viscosidad [cp]	Profundidad [ft]	Porosidad [%]
1	39	6	1750	17
2	39	6	2200	18
3	37	15	1900	18
4	35	0.6	1600	17
5	34	1	4789	14.1
6	32	13	4900	12.5
7	32	10	5000	10
8	40	12	6200	16
9	27	10	2228	16
10	39	11	7260	15
11	38	1	7940	14
12	35	1.7	6000	12
13	32	2.3	4700	9
14	33	1.4	4950	11
15	38	1	4550	12
16	40	0.4	8000	11.5
17	44	0.4	6700	10.5
18	38	1	4500	11.7
19	43	8	5450	8
20	42	8	5450	8
21	43	8	5500	5
22	41	8	5500	7
23	42	8	5600	7
24	42	8	5500	11
25	40	1.5	10750	23
26	39	2	10400	23.4
27	40	1.4	10550	26
28	40	10	10550	26
29	40	10	10900	23
30	41	15	11000	25.5
31	40	1.2	10300	18
32	38	0.5	11550	12
33	42	0.7	11600	17
34	45	1.2	11500	17
35	43	1.2	11950	23
36	39	1.2	10300	20
37	40	1.5	10100	20
38	34	2	4000	10
39	32	1.4	5500	10.5
40	32	1.4	5500	10
41	35	1.5	4900	19.5

PROYECTO ANÁLOGO	API	Viscosidad [cp]	Profundidad [ft]	Porosidad [%]
42	35	1.1	5300	4
43	39	0.7	6700	12
44	38	2.2	4950	17
45	35	1.3	4100	12
46	35	1.3	5000	9.9
47	35	1.4	5400	10.3
48	35	1.3	7000	7
49	35	1.2	6000	10
50	35	1	6400	10
51	38	1.2	9400	13
52	30	3	5800	7
53	32	2.3	4800	14
54	40	0.7	6800	13
55	30	3	5400	10
56	34	1.4	4900	2
57	44	0.4	5300	22
58	34	1.5	4300	22
59	40	0.5	7500	15
60	35	0.9	4200	21
61	43	0.6	5200	20
62	39	1	6300	10
63	43	0.4	6600	10
64	31	1.8	4950	10
65	31	1.8	4900	12
66	31	1.8	4950	10
67	31	1.6	5000	11
68	34	1.5	5040	12
69	31	1.8	4950	10
70	31	1.6	5000	9
71	32	2	4900	11
72	34	2.3	4900	7
73	28	9	7850	11
74	34	12	5250	12
75	33	12	5200	10
76	34	13	5100	9
77	32	12	5100	10
78	32	1.4	4850	10
79	41	0.6	5600	14
80	44	1.6	6500	18.1
81	43.5	0.5	9800	9.2
82	33	1	4500	8.6
83	33	1	5100	13

ANEXO II. Propiedades petrofísicas y de fluidos de las asignaciones de PEMEX.

FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

CAMPO	Profundidad [ft]	Porosidad [%]	API	Viscosidad [cp]
Abkatún	18898	8.17	28	12
Acuatempa	4633	8.5	20	97
Agave	8598	3	34.5	7
Aguacate	5026	14	15	4701
Akal	8882	6.75	18.7	117
Álamo San Isidro	8382	12	26.5	26
Arenque	3563	10	28	12
Angostura	7663	10	15	4240
Arroyo Prieto	8452	15	31.6	10
Artesa	7154	24	27.5	18
Atún	11735	12.5	40	1
Ayatsil	13396	7.9	10	8185
Ayocote	10415	19.5	34.5	7
Bacab	13234	6.95	22	13
Bacal	10820	17	34	7
Bagre	10205	12.5	36	5
Balam	14451	23	26.8	12
Batab	8278	11	33	9
Bedel	8586	23.5	23.7	60
Bellota	18288	15	40	1
Blasillo	7669	20	35	7
Brillante	6995	22.5	36	6
Caan	10698	9	37	4
Cactus	8077	5	35	7
Caparroso-Pijije-Escuintle	14740	5.5	42	0.9
Cárdenas	17526	10	40	1
Caristay	4625	12	17	2792
Carpa	8632	16	32	10
Carrizo	8687	28	15.5	3565
Castarrical	11360	23	34	7
Cerro del Carbón	10327	9	28	13
Cerro Nanchital	1920	10	35	8
Chac	11982	7	19.5	85
Ché	19873	11.7	57	0.0
Chiapas-Copanó	8382	8	44	0.8
Chichimantla	1998	18	20	102
Chiconcoa	5387	10	17	2658
Chuc	8687	6.1	30.7	11
Chuhuk	15133	8	39	1
Cinco Presidentes	7620	22	30.3	11
Comoapa	8233	6	34	8
Copal	4362	18	22	78

CAMPO	Profundidad [ft]	Porosidad [%]	API	Viscosidad [cp]
Costero	17556	5	44	0.6
Cunduacán	13076	3.5	28	13
Ek	12799	22	27	13
El Golpe	8458	23	35	7
El Treinta	10479	15	23.3	57
Escarbado	18233	5.7	44	0.6
Etkal	13436	9	53	0.1
Ezequiel Ordóñez	5380	12	21	86
Gaucho	14880	3	29.3	12
Giraldas	12192	22	44	0.7
Guaricho	10348	27	36	5
Homol	16535	6.53	41	0.9
Horcón	6014	18	21	85
Huizotate	9120	12	26	29
Íride	10290	4	17.5	1304
Ixtoc	12500	9.7	31	10
Jacinto	11582	12	40.8	1
Jiliapa	8656	9	35	7
José Colomo	9071	22	32	9
Jujo-Tecominoacán	17983	11	38	2
Juspi	10561	5	42	0.9
Kab	12408	18.4	36.5	4
Kambesah	12344	12.4	29	13
Kanaab	10647	3.6	36.5	5
Ku	8163	22	27	11
Kuil	15146	8.3	37	3
Kutz	11171	6	22	66
Lacamango	7690	19	32	10
Los Soldados	8010	22	30	12
Lum	13429	7.5	27	4
Luna-Palapa	15758	11.75	43.3	0.7
Maloob	13167	13.5	25	12
Manik	13362	12	26.5	17
Marsopa	9342	13	35	6
Mata Pionche	6197	7.5	13.7	5783
May	18151	6	45	0.5
Mecayucan	9053	5	15.3	3699
Mesa Cerrada	3725	13.5	23	69
Miralejos	9394	10	15	3936
Moralillo	3956	14	20	98
Mozutla	4380	10.5	21	88
Muro	5971	10	17	2556
Muspac	11171	13	52	0.1
Navegante	20732	3.5	45	0.5
Nelash	15002	15	41.5	0.9
Nuevo Progreso	8513	12	24	50

CAMPO	Profundidad [ft]	Porosidad [%]	API	Viscosidad [cp]
Ocoatepec	6381	15	20	94
Ogarrio	9001	22	38	3
Onel	14060	8.1	24	41
Oxiacaque	10851	4	29	12
Pánuco	5678	7.5	12	7557
Papantla	6971	10.5	28	12
Paredón	11214	5.5	39	2
Pareto	19257	4.5	43	0.7
Platanal	12040	3.7	21	74
Pol	8611	9.9	31	11
Poza Rica	7806	14	28.5	13
Puerto Ceiba	12421	11	22.3	67
Rabasa	10830	20	24	46
Rancho Nuevo	7215	12.5	28.5	13
Río Nuevo	12518	6	28.5	13
Rodador	9970	21.5	35	6
Samaria	12802	17.6	17.2	1161
San Andrés	7196	12	27.9	14
San Diego Chiconcillo	1524	14	11	9275
San Ramón	6870	19	31	11
Santa Águeda	6507	13.5	16	3452
Santuario	11366	25	32	9
Sen	16490	10.5	42	0.8
Shishito	2713	23	35	8
Sihil	9979	8.3	23.3	58
Sinán	11073	8	31.5	10
Sini	16200	20	41	0.9
Sitio Grande	11811	4.91	34	7
Solís Tierra Amarilla	1524	10	18	2345
Sunuapa	9251	4	35.9	6
Sur Chinampa Norte de Amatlán	5486	14	27	14
Sur de Amatlán	5334	14	29	10
Takín	10875	5	16	2687
Tamaulipas Constituciones	5944	12	17.3	2264
Taratunich	8230	7.55	30.5	11
Teotleco	17846	5	46.6	0.3
Tepetate Norte Chinampa	2618	14	33	10
Terra	16200	3.5	41	0.9
Tierra Blanca	2286	14	18	2211
Tihuatlán	5230	12	19	106
Tintal	9510	24	22	69
Tiumut	13161	14.5	41.5	0.9
Tizón	15789	4.5	47.7	0.3
Tokal	12527	21.5	36	5
Toteco Cerro Azul	5212	14	29	11
Tres Hermanos	4343	15	27	8

CAMPO	Profundidad [ft]	Porosidad [%]	API	Viscosidad [cp]
Tsimín	17489	3	42	0.8
Tumut	8230	6.4	35	7
Tupilco	9970	21	31.7	10
Uech	12302	7.5	34.5	6
Xanab	11622	4.8	33	8
Xocotla	3283	18	16	4017
Xulum	14899	3.5	16	1982
Yaxché	16343	12.7	35.7	5
Yum	9799	4.5	44.5	0.7
Zaap	11497	14.81	25	13
Zacamixtle	2506	14	20	101
Zapotalillo	8452	10.5	31	11

REFERENCIAS

Bachu, S., (2008), CO₂ storage in geological media: Role, means, status and barriers to deployment, Progress in Energy and Combustion Science, Vol 34, pp. 254-273.

British Petroleum (2018), BP Energy Outlook. BP Energy Economics. Edición 2017

CONACYT (2018), Convocatoria 2017 – 02 Centro mexicano de captura, uso y almacenamiento de CO₂ [Citado el 9 de julio de 2018.]

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

CNH (2012), El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR – EOR, 124 p.

CNIH (2018), Reportes Estadísticos [Descargado el 9 de Abril del 2018.] <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/estadisticas.php>

Dávila, M., Jiménez, O., Castro, R., Arévalo, V., Stanley, J., Meraz, L., 2010. A preliminary selection of regions in Mexico with potential for geological carbon storage. Int. J. Phys. Sci. 5 (5), 408–414

Dávila, M., (2011), Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológico de CO₂ en México, IPN, Tesis de Doctorado, 196 p.

Dávila, M., (2017), Pertinencia de la implementación de la tecnología CCUS en México, Academia de Ingeniería México, 40 p.

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

Gobierno de la República (2014), Reforma Energética. Explicación ampliada de la Reforma Energética. México:44 p.

IEA (2017), CO₂ emissions from fuel combustion Highlights, 162 p.

IEA (2005), Greenhouse gas R&D program

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

IPCC (2005), Informe especial del IPCC: La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono. R. técnico ONU, 66 p.

IPCC (2014), Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 169 p.

IPCC (2014), Summary for Policymakers. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 161 p.

Lacy, R., (2005), Geologic Carbon Dioxide Sequestration for the Mexican Oil Industry: An Action Plan, MIT, Tesis de Maestría, 86 p.

Lacy, R., Serralde, A., Climent, M.V.M., 2013. Initial assessment of the potential for future CCUS with EOR projects in Mexico using CO₂ captured from fossil fuel industrial plants. Int. J. Greenh. Gas Control 19, 212–219.

Ley de Hidrocarburos (2016), [Consultado el 20 de mayo del 2018.] http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LHidro_151116.pdf

Oil & Gas Journal, Worldwide EOR survey, (2014).

PEMEX (2013), Provincias Petroleras de México. Pemex Exploración y Producción. Subdirección de Exploración, 10 p.

PEMEX (2013), Plan de Acción Climática de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, 77 p.

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

Rangel, G., (2015), IOR – EOR: Una oportunidad histórica para México, Academia de Ingeniería México, 78 p.

Rodríguez, A., (2017), Implementación del vector de mínimo arrepentimiento para la toma de decisiones en planeación energética, UNAM, Tesis de Maestría, 77 p.

SEMARNAT (2015), Primer informe bienal de actualización ante la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático, 290 p.

SENER-CFE (2012), Atlas de almacenamiento geológico de CO₂ en México, 44 p.

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

SENER (2014), Mapa de ruta tecnológica de CCUS en México, 37 p.

SENER (2017), PRODESEN Plan de desarrollo del sector eléctrico nacional 2017-2031, 318 p.

SENER (2017), Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, 139 p.

SENER (2018), Título de asignación para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos del campo Agua Fría del activo Aceite Terciario del Golfo [Citado el 27 de Mayo de 2018.]

http://asignaciones.energia.gob.mx/_doc/publico/Asignaciones/A-0004-2M.pdf

UNAM (2018), Convocatoria para la participación en la especialización en captura, uso y almacenamiento de CO₂ (CCUS) [Citado el 9 de julio de 2018.]

<http://ingenieria.posgrado.unam.mx/sitv3/docus/Convocatoria-CCUS-2019-1.pdf>

UNFCCC (2018), United Nations Climate Change [Citado el 29 de marzo de 2018.]

http://unfccc.int/portal_espanol/informacion_basica/la_convencion/historia/items/6197.php

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