



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Metodología para la implementación
de proyectos CCS+ EOR en México**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Marco Antonio Alquicira Balderas

DIRECTOR DE TESIS

Mtro. José Luis Ortiz Camargo



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

DEDICATORIAS

A mi mamá Alicia

Por tu amor, cariño y cuidados durante toda mi vida, tu incanzable dedicación para convertirnos en grandes profesionistas te amo mamita.

A mi papá Marco Antonio

Por tu amor y cariño, tu ayuda en todo momento, tus enseñanzas, cuidados y consejos, te admiro y amo papá.

A mi hermana Karina

Por tu toda tu ayuda y los felices momentos compartidos a diario, te quiero y admiro hermana.

A mis padrinos Conchita y Raúl

Por ser parte imporante en mi vida, los quiero mucho.

A mi Anahí

Por tu amor inagotable, ser mi compañera incondicional, por ser mi felicidad en la vida e inspiración.
Te amo.

A mi familia en general

Por su apoyo y cariño brindado.

A mis profesores de la Facultad de Ingeniería

Por su sus noble labor de formar los mejores ingenieros de México.

A la Universidad Nacional Autónoma de México

Por formarme como maestro e ingeniero por segunda vez.

CONTENIDO

LISTAS DE FIGURAS	4
LISTAS DE TABLAS.....	7
LISTAS DE ACRÓNIMOS	8
INTRODUCCIÓN.....	11
JUSTIFICACIÓN.....	11
ANTECEDENTES	12
1. Problemática de emisiones de gases de efecto invernadero	13
1.1 Cambio climático y efecto invernadero.....	13
1.1.1 Gases de efecto invernadero	14
1.1.2 Problemas derivados a las emisiones de gases de efecto invernadero.....	15
1.2 Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel mundial	17
1.2.1 Principales sectores de emisión	17
1.2.2 Principales países emisores.....	19
1.3 Estrategias y acuerdos para la mitigación de gases de efecto invernadero.....	20
1.3.1 Acuerdos internacionales para la mitigación de GEI.....	20
1.3.2 Estrategias de mitigación de GEI a nivel mundial.....	20
1.4 Emisiones de gases de efecto invernadero en México.....	21
1.4.1 Sectores de emisión	21
1.4.2 Sectores estacionarios de emisión.....	25
1.4.3 Mitigación de gases de efecto invernadero en México	26
2. Captura y secuestro de carbono.....	28
2.1 Etapas del secuestro de carbono	28
2.1.1 Captura.....	28
2.1.2 Transporte de CO ₂	34
2.1.3 Almacenamiento de CO ₂	35
2.1.4 Monitoreo.....	38
2.2 CCS + EOR	38
2.2.1 Etapas de recuperación de hidrocarburos	38
2.2.2 Uso del CO ₂ como método de recuperación mejorada de hidrocarburos	42
2.2.3 Proyectos a gran escala CCS + EOR a nivel mundial	43

3 Necesidad de implementación de EOR en México	48
3.1 Importancia de los métodos de EOR a nivel internacional.....	48
3.2 Reservas de hidrocarburos en México.....	50
3.2.1 Provincias petroleras.....	50
3.2.2 Clasificación de reservas	52
3.2.3 Reservas de hidrocarburos en México	53
3.2.4 Volúmenes remanentes de hidrocarburos	54
3.3 Campos maduros en México	55
3.3.1 Definiciones.....	55
3.3.2 Estado actual de los campos maduros en México.....	56
4. Metodología para la selección de candidatos fuente – destino.....	58
4.1 Análisis de propiedades petrofísicas y fluido	59
4.1.1 Método convencional.....	59
4.1.2 Método geológico	60
4.1.3 Métodos avanzados.....	60
4.1.4 Métodos híbridos	60
4.2 Análisis de características propias de los campos	61
4.2.1 Perfiles históricos de producción (campo maduro)	61
4.2.2 Volúmenes remanentes de hidrocarburos, aceite y gas	62
4.2.3 Urgencia de restitución de reservas	62
4.2.4 Condiciones de las instalaciones de producción	62
4.3 Caracterización de fuentes de emisión	62
4.3.1 Identificación de fuentes de emisión cercanas a los campos de hidrocarburos	62
4.3.2 Volumen de hidrocarburos a impactar.....	67
4.4 Costos asociados a la implementación de CCS + EOR.....	70
4.4.1 Costo nivelado de captura.....	70
4.4.2 Costo nivelado de transporte.....	73
4.4.3 Costo nivelado inyección y monitoreo	74
Propuestas finales	75
Conclusiones	76
REFERENCIAS	78

LISTAS DE FIGURAS

Figura 1.1. Balance anual de energía de la Tierra, Trenberth, Fasullo y Kiehl (2008).....	13
Figura 1.2. Porcentaje de concentración de GEI en la atmósfera, EPA (2015)	15
Figura 1.3. Crecimiento de la concentración de CO2 en la atmósfera desde época preindustrial, IPCC (2014)	15
Figura 1.4. Crecimiento del promedio mundial de la temperatura en la superficie de la Tierra, IPCC (2014)	16
Figura 1.5. Afectaciones observadas a nivel mundial derivadas al cambio climático, IPCC (2014)	16
Figura 1.6. Sectores emisores a nivel mundial, IEA (2017)	17
Figura 1.7. Subsectores emisores del sector energético a nivel mundial, IEA (2017)	18
Figura 1.8. Suministro de energía primaria a nivel mundial, IEA (2017)	18
Figura 1.9. Principales países en emisiones de CO2 mundialmente en el año 2015, IEA (2017)	19
Figura 1.10. Crecimiento de emisiones de CO2 anuales de los 5 mayores países de emisión, Elaboración propia con datos de Global Carbon Atlas	20
Figura 1.11. Estrategias de mitigación propuestas por la IEA, IEA (2017)	21
Figura 1.12. Principales países en emisiones de CO2 eq en el año 2013, SEMARNAT (2015)	22
Figura 1.13 Sectores y participación de emisiones de GEI en México en el año 2015, SEMARNAT (2017)	23
Figura 1.14. Sectores estacionarios de emisión en México, PEMEX (2016)	26
Figura 1.15. Meta de mitigación de gases de efecto invernadero al 2030, Gobierno de la República (2015)	26
Figura 2.1 Etapas de la tecnología de captura y almacenamiento de CO2, MRT CCUS en México (2018)	28
Figura 2.2. Procesos disponibles para la captura y separación de CO2, SENER – CFE (2012)	29
Figura 2.3. Proceso de absorción química, Martínez Montesinos Víctor L., N.C.T.R (2008) ..	32
Figura 2.4 Solventes utilizados durante el proceso de absorción química, Pontífica Universidad Católica de Chile (2008)	32
Figura 2.5. Proceso de adsorción física, , Martínez Montesinos Víctor L., N.C.T.R (2008)	33
Figura 2.6. Diagrama de fases del CO2, Schlumberger (2005).....	36
Figura 2.7. Variación de la densidad del CO2 respecto a la profundidad, modificado de IPCC (2005)	36

Figura 2.8. Métodos para almacenar CO2 en formaciones geológicas subterráneas profundas, IPCC (2005)	37
Figura 2.9. Etapas de explotación de un yacimiento petrolero, PEMEX (2015)	38
Figura 2.10. Mecanismos de recuperación de hidrocarburos, CNH (2012)	39
Figura 2.11. Influencia de los mecanismos de empuje, CNH (2010)	41
Figura 2.12. Proceso de inyección de CO2 en campos de hidrocarburos, Schlumberger (2015)	43
Figura 2.13. Proyectos a gran escala a nivel mundial, Global CCS Institute (2017)	44
Figura 2.14. Localización del proyecto Weyburn, IEA (2013)	45
Figura 2.15. Histórico por tipo de producción del campo Weyburn, Canadá, Modificado de IEA (2013)	45
Figura 2.16. Petra Nova CCS – West Ranch, JX Nippon Oil & Gas Exploration Corporation (2018)	47
Figura 3.1. Prospectiva de la demanda por tipo de energía primaria, IEA (2017)	48
Figura 3.2. Prospectiva de la producción de hidrocarburos mundial, CNH (2012)	48
Figura 3.3. Experiencia mundial en proyectos EOR, PEMEX (2015)	49
Figura 3.4 Localización de las provincias petroleras en México, SENER (2017)	50
Figura 3.5. Reservas de hidrocarburos en México al 1 de enero de 2018, SENER (2018)	54
Figura 3.6. Reservas de hidrocarburos de México por provincia petrolera (MMbpce), SENER (2018)	54
Figura 3.7. Reserva remanente, producción acumulada y reserva 1P nacional, Elaboración propia	55
Figura 3.8. Estado actual de los campos maduros en México, CNH (2018)	56
Figura 3.9. Reservas de hidrocarburos de México por provincia petrolera (MMbpce), SENER (2018)	57
Figura 3.10. Estado de proyectos de hidrocarburos en México, PEMEX, (2015)	57
Figura 4.1. Metodología propuesta para la implementación de proyectos CCS+ EOR, Elaboración propia	58
Figura 4.2. Criterios de escrutinio propuestos por Taber para la implementación de EOR – CO2, Taber (1997)	59
Figura 4.3. Perfil de producción típico de campo maduro, campo Cárdenas, CNH, (2019)	61
Figura 4.4. Identificación de las fuentes de emisión cercanas a los campos de hidrocarburos, región sur – sureste, Elaboración propia	65
Figura 4.5. Identificación de las fuentes de emisión cercanas a los campos de hidrocarburos, región norte, Elaboración propia	66

Figura 4.6. Diagrama de costos nivelados del proceso de captura y almacenamiento de CO ₂ , Elaboración propia	70
Figura 4.7. Costos nivelado de transporte en tierra y mar para una distancia nominal de 250 km, IPCC (2005)	73
Figura 4.8. Costos nivelado de transporte en tierra, mar y buque, IPCC (2005)	74

LISTAS DE TABLAS

Tabla 1.1. Potencial de calentamiento global de diferentes gases de efecto invernadero, SEMARNAT (2007)	14
Tabla 3.1 Provincias petroleras en México, PEP (2013).....	52
Tabla 4.1. Volumen de emisión en el 2017 de las tecnologías convencionales de generación eléctrica, SENER (2018)	63
Tablas 4.2 – 4.5. Oferta y volumen a impactar de las plantas de la región sur y sureste	68
Tablas 4.6 – 4.8. Oferta y volumen a impactar de las plantas de la región norte	69
Tabla 4.9. Aumento en los costos nivelados de producción de diferentes industrias, Global CCS Institute (2017)	72

LISTAS DE ACRÓNIMOS

AAPG	American Association of Petroleum Geologists
API	American Petroleum Institute
°C	Grados Celsius
CC	Ciclo Combinado
CCS	Carbon Capture and Sequestration
CCUS	Captura, uso y almacenamiento de bióxido de carbono
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CH₄	Metano
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CO	Monóxido de carbono
CO₂	Dióxido de carbono
CO_{2e}	Dióxido de carbono equivalente
CONACYT	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
COP21	Conferencia de las partes 21
cp	Centipoise
CPQ	Complejo petroquímico
CRE	Comisión reguladora de energía
CT	Central termoeléctrica
EOR	Recuperación mejorada de hidrocarburos
FOAK	First of a kind
FR	Factor de recuperación
GEI	Gases de efecto invernadero

GPW	Potencial de calentamiento global
H2	Hidrógeno
He	Helio
IEA	Agencia Internacional de Energía
IGCC	Ciclo Combinado con Gasificación Integrada
INECC	Instituto nacional de ecología y cambio climático
IPCC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático
Km	Kilómetros
m	Metros
MBD	Miles de barriles diarios
MEA	Monoetanolamina
MMbls	Millones de barriles
MMbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MPa	Mega Pascales
Mapa de	Mapa de la ruta tecnológica de CCUS
MtCO₂	Mega toneladas de CO ₂
N	Volumen de hidrocarburos a impactar
O2	Óxido nitroso
CCGN	Ciclo Combinado con Gas Natural
NOAK	Not first of a kind
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PIE	Productores Independientes de Energía
PRMS	Petroleum Resources Management System

RSU	Residuos sólidos urbanos
$\frac{scf CO_2}{stb}$	Pies cúbicos de CO ₂ a condiciones estándar para generar un barril de petróleo
SEMARNAT	Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER	Secretaría de Energía
SPE	Society of Petroleum Engineers
SPEE	Society of Petroleum Evaluation Engineers
T	Horizonte de explotación
$\frac{USD}{tCO_2}$	Dólares por tonelada de CO ₂
USA	United States of America
USCU	Uso del suelo, cambio de uso del suelo y silvicultura
USD	Dólares
WPC	World Petroleum Council

INTRODUCCIÓN

En lo pactado en la Conferencia de las Partes 21 (COP21) en París, Francia en el año 2015, México se comprometió a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera en un 22% de acuerdo a una línea base y en un 50% de acuerdo a sus emisiones del año 2000¹, derivado de esto se pretende adoptar distintas estrategias de mitigación, la tecnología de captura y almacenamiento de carbono en sectores industriales es una de ellas, sin embargo, no se tiene aún caracterizado las posibles fuentes y puntos de inyección para el almacenamiento de las emisiones, el objetivo de este trabajo es proponer una metodología para la selección de las mejores opciones fuente – destino para posibles proyectos piloto, demostrativos o comerciales de captura y almacenamiento de carbono. Esta técnica está asociada a la recuperación mejorada de hidrocarburos dado los beneficios económicos derivado a la extracción de barriles de petróleo, por lo cual la metodología toma en cuenta criterios de escrutinio para la selección de campos idóneos para el almacenamiento de CO₂ y su uso como método de recuperación mejorada, la caracterización de fuentes, así como los costos asociados de cada una de las etapas que hagan factible la implementación de esta tecnología en los próximos años.

JUSTIFICACIÓN

Se estima que las concentraciones de gases de efecto invernadero y particularmente del bióxido de carbono han superado las 400 ppm², esto ha derivado al calentamiento global y con ello al cambio climático, dada esta problemática se han planteado acuerdos y estrategias de mitigación a nivel mundial, dentro de las estrategias más importantes y con una participación importante en los próximos años es la captura y almacenamiento de carbono. México como país emisor se ha propuesto reducir sus emisiones en los próximos años, adoptar la tecnología de captura y secuestro de carbono será indispensable para cumplir con los objetivos, dada la carencia de experiencia en México de este tipo de proyectos, realizar una metodología para la identificación y caracterización de las posibles fuentes y puntos de inyección debe ser el primer paso para la adopción de esta tecnología en el país.

¹ <https://www.gob.mx/inecc/prensa/inecc-reitera-su-compromiso-ante-el-acuerdo-de-paris-con-rutas-de-mitigacion-al-cambio-climatico>

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

ANTECEDENTES

Las concentraciones de gases de efecto invernadero se han incrementado de manera exponencial desde el inicio de las actividades industriales; Respecto al CO₂ (dióxido de carbono) actualmente la concentración supera las 400 ppm, esto ha originado lo que se conoce como calentamiento global, lo cual es una de las principales causas del cambio climático que afecta de gran manera a la población mundial, derivado de esto se han planteado acuerdos y estrategias a nivel mundial para su mitigación, dentro de los acuerdos de mitigación más importantes son los presentados en la conferencia de las partes 21 (COP21) celebrada en París, Francia en el año 2015, el objetivo principal es limitar el aumento de la temperatura a 2°C, y realizar esfuerzos para que sea 1.5°C, respecto a niveles preindustriales. México por su parte se propuso metas en cuanto a la reducción de gases de efecto invernadero, en un 22% para el año 2030 respecto a una línea base del año 2013 al 2030, y en un 50% respecto a sus emisiones reportadas en el año 2000.

Además de esto, se han planteado estrategias de mitigación, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (*IEA, por sus siglas en inglés*), se tiene cinco estrategias elementales para alcanzar la reducción de importantes volúmenes de gases de efecto invernadero en los próximos años, estas son: intensificación de energías renovables, energía nuclear, cambio de combustible en procesos industriales, eficiencia energética y la captura y almacenamiento de carbono.

Dentro de las estrategias con mayor peso en un futuro es la captura y almacenamiento de carbono, a nivel internacional esta técnica se vincula con la recuperación mejorada de hidrocarburos con el fin de obtener el beneficio económico que haga factible su implementación. México, como país emisor deberá implementar esta tecnología en los próximos años, implementar una estrategia nacional de captura y uso de CO₂ como método de recuperación mejorada, requerirá la identificación y caracterización de las mejores opciones de captura y almacenamiento del CO₂. Dentro de esta investigación se propone una metodología para la implementación de esta tecnología en México en los próximos años, evaluación de propiedades de fluido y petrofísicas de los campos factibles, identificación de posibles fuentes industriales cercanas a los puntos de almacenamiento de acuerdo con sus volúmenes de emisión, así como los posibles costos asociados en cada una de las etapas que hagan factible su implementación, son presentados.

1. Problemática de emisiones de gases de efecto invernadero

1.1 Cambio climático y efecto invernadero

Actualmente en el planeta se ha presentado un fenómeno llamado cambio climático, de acuerdo a la Convención Marco de las Naciones Unidas, éste se entiende como un cambio en el clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana, alterando la composición de la atmósfera mundial. Por otro lado el Panel Intergubernamental de expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), lo atribuye a cualquier cambio en el clima con el tiempo debido a la variabilidad natural o como resultado de actividades humanas.

El cambio climático es la consecuencia de diferentes factores, sin embargo, el calentamiento global es uno de los principales factores que lo derivan, este se define como el aumento de la temperatura promedio global terrestre y oceánica, lo cual está relacionado con el efecto invernadero. Este efecto tiene lugar cuando la luz solar alcanza la superficie de la Tierra convirtiéndose en calor, este calor es radiado al espacio en forma de radiación infrarroja, una parte no logra cruzar la atmósfera debido a que es absorbida por los gases de efecto invernadero que se encuentran en la atmósfera. En la Figura 1.1 se ejemplifica este efecto.

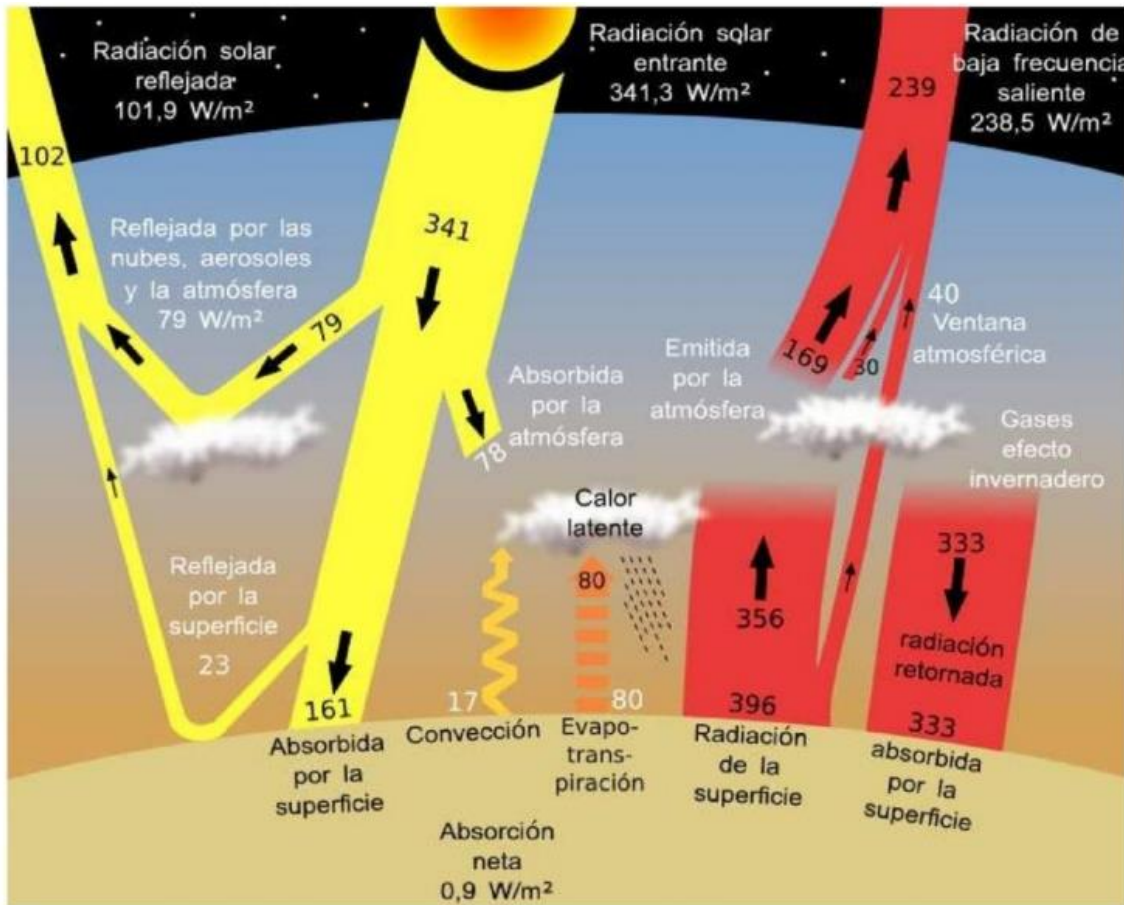


Figura 1.1. Balance anual de energía de la Tierra, Trenberth, Fasullo y Kiehl (2008)

De acuerdo con la Figura 1.1 la superficie de la Tierra recibe del Sol 161 w/m^2 y del efecto invernadero de la atmósfera 333 w/m^2 , en total 494 w/m^2 , la superficie de la Tierra emite 493 w/m^2 (17 de calor sensible + 80 de calor latente de evaporación de agua + 396 de energía infrarroja), por lo tanto, se supone una absorción neta de 0.9 w/m^2 , lo que provoca el calentamiento de la Tierra.

1.1.1 Gases de efecto invernadero

Los principales gases de efecto invernadero son el Bióxido de carbono, Metano, Óxido nitroso, Hidrofluorurocarbonos, Perfluorocarbonos y el Hexafluoruro de azufre, en la Tabla 1.1 se muestra el potencial de calentamiento global (GWP, *por sus siglas en inglés*) con relación al CO_2 .

GEI	COMPOSICIÓN MOLECULAR	GWP-SAR (CO ₂ -e)	GWP-TAR (CO ₂ -e)	VIDA MEDIA (AÑOS)	ORIGEN
Bióxido de carbono	CO ₂	1	1	50 a 200	Quema de combustibles fósiles y de biomasa, incendios forestales
Metano	CH ₄	21	23	12 ± 3	Cultivo de arroz, producción pecuaria, residuos sólidos urbanos, emisiones fugitivas
Oxido nitroso	N ₂ O	310	293	120	Uso de fertilizantes, degradación de suelos, algunos usos médicos
Hidrofluoruro -carbonos	HFC-23	11,700	12,000	1.5 a 264	Refrigeración, aire acondicionado, extinguidores, petroquímica, solventes, producción de espumas, refrigerantes y aerosoles, producción y uso de halocarbonos
	HFC-126	2,800	3,400		
	HFC-134a	1,300	1,300		
	HFC-152a	140	120		
	HFC-227ea	2,900	3,500		
	HFC-236fa	6,300	9,400		
Perfluoro-carbonos	HFC-4310mee	1,300	1,500	2,600 a 50,000	Refrigerantes industriales, aire acondicionado, producción de aluminio, solventes, aerosoles, producción y uso de halocarbonos
	CF ₄	6,500	5,700		
	C ₂ F ₆	9,200	11,900		
	C ₄ F ₁₀	7,000	8,600		
Hexafluoruro de azufre	C ₅ F ₁₄	7,400	9,000	3,200	Aislante dieléctrico en transformadores e interruptores de red de distribución eléctrica, refrigerante industrial, producción de aluminio, magnesio, y otros metales, producción y uso de halocarbonos
	SF ₆	23,900	22,200		

Tabla 1.1. Potencial de calentamiento global de diferentes gases de efecto invernadero, SEMARNAT (2007)

Los compuestos halogenados (Hidrofluorocarbonos, Perfluorocarbonos y el Hexafluoro de azufre) usados principalmente como refrigerantes y aislantes eléctricos son los que tiene mayor potencial de calentamiento global, sin embargo, su empleo se ha reducido en los últimos años y su volumen en la atmósfera es mucho menor al de otros gases como es el CO_2 .

Aunque el CO_2 presenta un potencial de calentamiento menor respecto a otros gases de efecto invernadero, la urgencia de reducción de emisión de este gas radica en los altos volúmenes presentes en la atmósfera, cerca del 82% de las concentraciones en la atmósfera son de CO_2 , en menor medida de CH_4 (metano) con el 10%, N_2O (óxido nitroso) con el 5.1% y con 2% de otros gases (Figura 1.2).

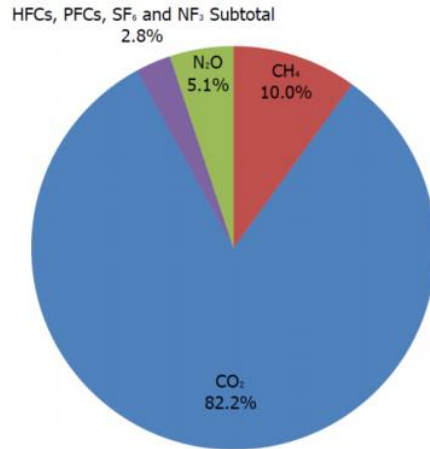


Figura 1.2. Porcentaje de concentración de GEI en la atmósfera, EPA (2015)

1.1.2 Problemas derivados a las emisiones de gases de efecto invernadero

El bióxido de carbono es el gas de efecto invernadero más abundante en la atmósfera, esto derivado principalmente por la quema de combustibles fósiles. De acuerdo con la Figura 1.3 la concentración de CO₂ en la atmósfera mundial aumentó, pasando de un valor preindustrial de aproximadamente 280 ppm a superior de las 400 ppm actuales.

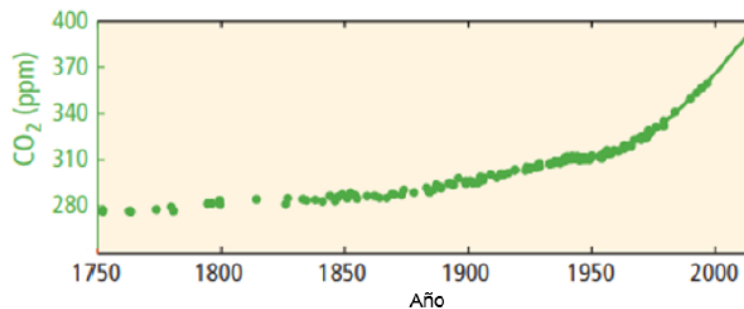


Figura 1.3. Crecimiento de la concentración de CO₂ en la atmósfera desde época preindustrial, IPCC (2014)

El aumento de la concentración de CO₂ en la atmósfera ha derivado una serie de efectos sobre el planeta, principalmente el aumento en la temperatura promedio en la superficie de la Tierra, se observa en la Figura 1.4 el aumento de la temperatura promedio mundial, ha pasado de los 13.5 °C en la era preindustrial a los 14.5°C en la actualidad, es decir se presenta un aumento de aproximadamente 1°C respecto a niveles preindustriales.

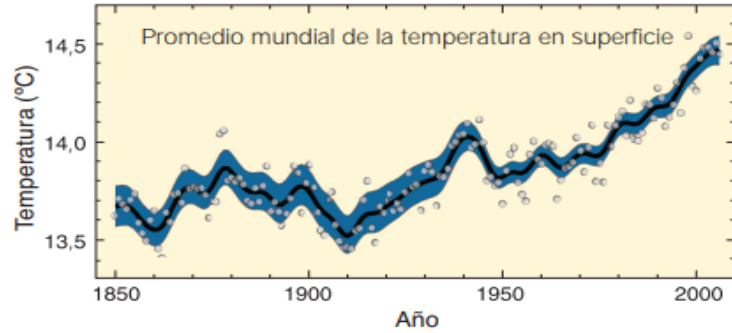


Figura 1.4. Crecimiento del promedio mundial de la temperatura en la superficie de la Tierra, IPCC (2014)

El cambio en el clima ha derivado diferentes impactos en los sistemas naturales y humanos a nivel global, los más importantes son los fenómenos extremos conexos al clima, como olas de calor, sequías, inundaciones, ciclones e incendios forestales.

En la Figura 1.5 se muestra los impactos, vulnerabilidad y adaptación observados en el mundo, afectaciones en sistemas físicos como en ríos, lagos, inundaciones y/o sequía son los más observados, así como también afectaciones en sistemas biológicos como son los ecosistemas marinos, terrestres e incendios forestales.

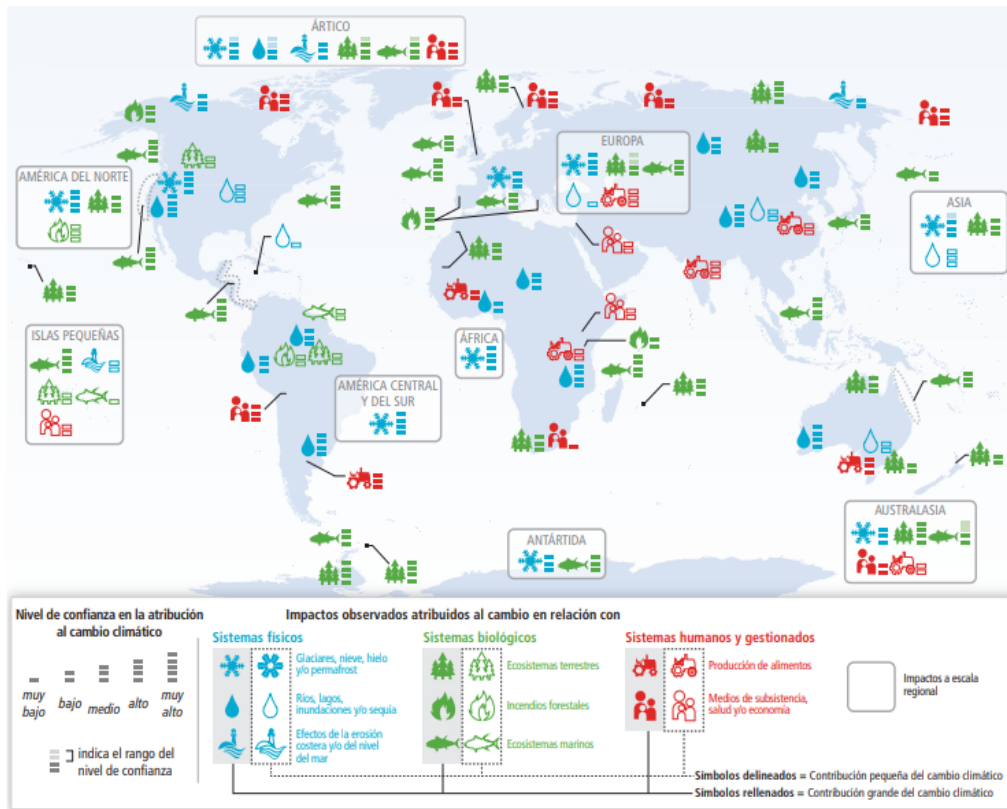


Figura 1.5. Afectaciones observadas a nivel mundial derivadas al cambio climático, IPCC (2014)

De los sistemas más afectados son los hidrológicos debido a las cambiantes lluvias y derretimiento de hielo y nieve. Derretimiento de glaciares afecta los recursos hídricos, así como el deshielo en las regiones elevadas y de altas altitudes. Muchas especies terrestres y marinas han cambiado sus áreas de distribución geográfica. El impacto del cambio climático en la salud humana, no se encuentra bien cuantificado, sin embargo, las cifras de mortalidad por el aumento de temperaturas han aumentado.

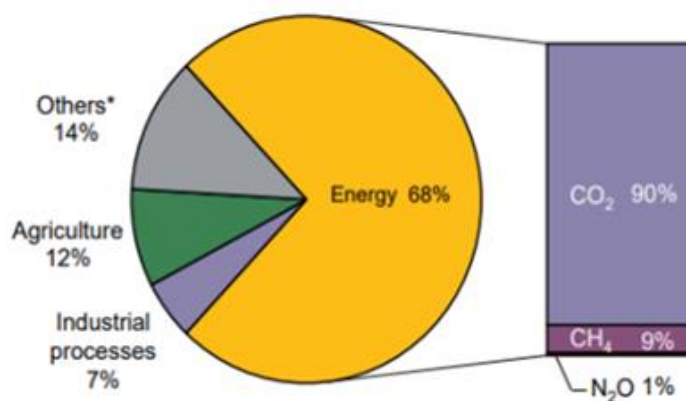
La vulnerabilidad que se tiene ante el cambio climático depende principalmente del desarrollo de la región, las personas marginadas en el área social, cultural, político y económico son las más vulnerables al cambio climático y a su adaptación.

1.2 Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel mundial

1.2.1 Principales sectores de emisión

Las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI) 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, las concentraciones atmosféricas globales de dióxido de carbono CO_2 aumentaron exponencialmente a partir de dicho año.

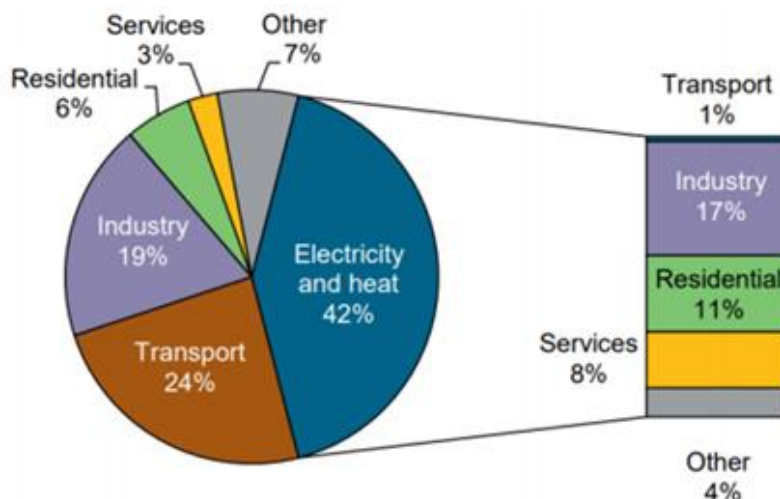
Las actividades antropogénicas son las que mayor volumen de emisiones generan, principalmente las que tienen que ver con sectores industriales, sin embargo, existen sectores más contaminantes que otros, de acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (IEA), como se observa en la Figura 1.6, el sector con mayor volumen de emisión se considera a lo relacionado con el uso de energía, seguido por la quema de biomasa a gran escala, desechos, usos de disolventes, agricultura y otros procesos industriales no relacionados con la energía. Se reportan emisiones de CO_2 principalmente, CH_4 y N_2O entre otros gases.



*Otros considera: la quema de biomasa en gran escala, desechos y uso de disolventes.

Figura 1.6. Sectores emisores a nivel mundial, IEA (2017)

Dentro del sector energético en la Figura 1.7 se presentan las emisiones por subsector, el sector de generación eléctrica y calor es el de mayor volumen con un 42%, seguidas del sector transporte con un 24%, industrial con 19%, otros 7%, residencial 6% y servicios 3%.

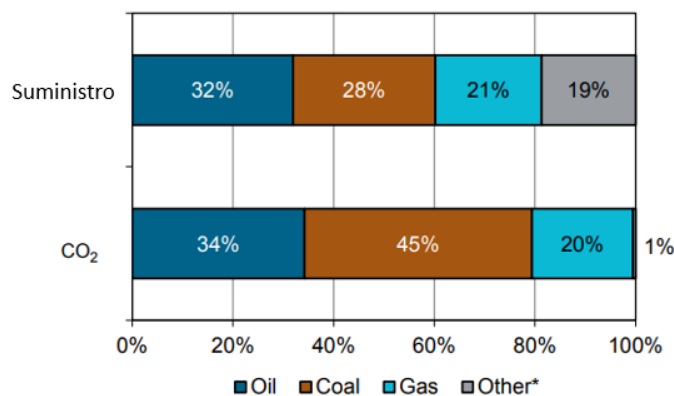


*Otro considera: agricultura/silvicultura, pesca, industrias energéticas que no sean generación de electricidad y calor

Figura 1.7. Subsectores emisores del sector energético a nivel mundial, IEA (2017)

Las grandes emisiones del sector energético se deben a la quema de combustibles fósiles para sus procesos, en la Figura 1.8 se presenta el suministro mundial de energía primaria, así como el porcentaje de CO₂ emitido.

Se observa que el petróleo crudo es el que más participación tiene con el 32% utilizado principalmente como combustible para autotransporte, así como para la generación eléctrica quemando combustóleo y diesel. Seguido se tiene el carbón con el 28%, utilizado principalmente en la generación eléctrica y como combustible industrial. El gas natural aporta el 20%, utilizado principalmente como combustible para generación eléctrica. En menor medida se tiene el combustible nuclear, hidro, geotérmico, solar, viento, biocombustibles, entre otros.



* Other includes nuclear, hydro, geothermal, solar, tide, wind, biofuels and waste.

Figura 1.8. Suministro de energía primaria a nivel mundial, IEA (2017)

En cuanto a los volúmenes de emisión por combustible, primeramente, se tiene al carbón con un 45% del total, esto debido al alto porcentaje de carbono que cuenta dicho combustible, seguido por el petróleo crudo 34%, el gas natural con el 21% seguido por otros sectores con 19%, principalmente por la quema de biomasa.

Existen sectores con grandes volúmenes de emisiones, el eléctrico es el mayor, seguido de transporte e industrial, sectores con quema principalmente de combustibles derivados del petróleo, carbón y gas natural, dichos sectores son los que se tendría que realizar mayores esfuerzos en la mitigación de sus emisiones.

1.2.2 Principales países emisores

En el año 2015 se emitió mundialmente 32.3 giga toneladas de dióxido de carbono³ y que solo 5 países emiten más de la mitad de los gases de efecto invernadero, 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 y Japón países altamente industrializados (Figura 1.9).

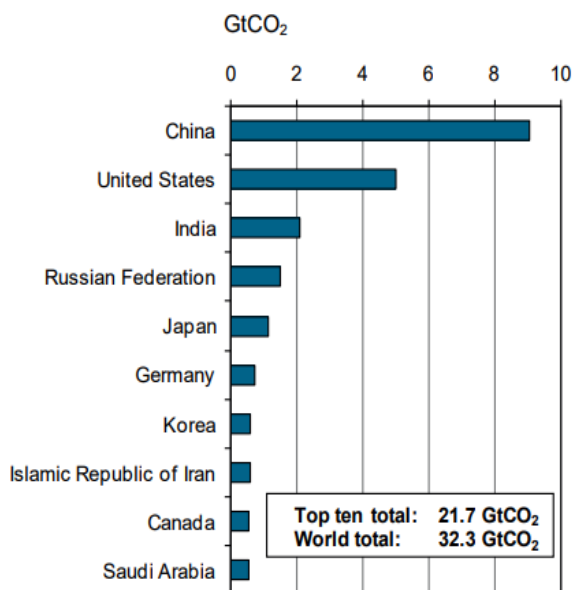


Figura 1.9. Principales países en emisiones de CO₂ mundialmente en el año 2015, IEA (2017)

En términos generales como se observa en la Figura 1.10, en los últimos años tanto Estados Unidos y Japón han ido reduciendo sus emisiones con ligeros repuntes en algunos años. Aunque Estados Unidos tiene una tasa de -0.33 % anual, aun aporta el 15 % de las emisiones mundiales.

El crecimiento de las emisiones mundiales se debe en gran medida al enorme crecimiento de las emisiones de China con una tasa de crecimiento anual de 3.08% en un periodo de 16 años y en la actualidad aportando el 30% de las emisiones mundiales. Así mismo el crecimiento como potencia emergente de India teniendo un crecimiento anual de 2.41% aportando el 7% de las emisiones mundiales.

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

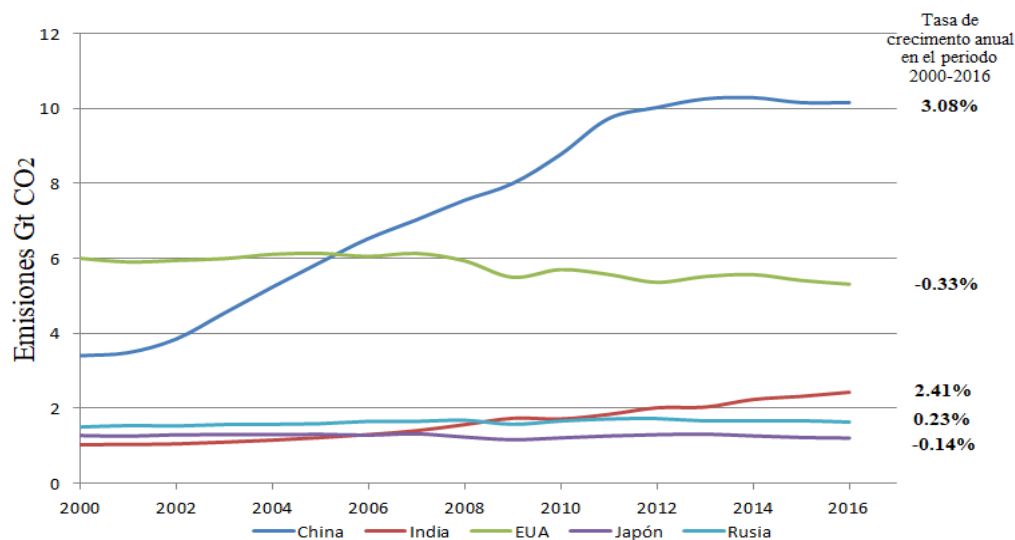


Figura 1.10. Crecimiento de emisiones de CO₂ anuales de los 5 mayores países de emisión, Elaboración propia con datos de Global Carbon Atlas

1.3 Estrategias y acuerdos para la mitigación de gases de efecto invernadero

1.3.1 Acuerdos internacionales para la mitigación de GEI

Derivado a la alta concentración de gases de efecto invernadero y sus consecuencias ambientales que esto ha provocado, se han implementado acuerdos internacionales en materia de mitigación de gases de efecto invernadero, el más reciente es el establecido en la Conferencia de las Partes 21 (COP21) en París, Francia en el año 2015.

En el acuerdo de París, se puso el objetivo de combatir el cambio climático impulsando medidas e inversiones para un futuro sostenible y bajo en emisiones de carbono. Entre sus principales objetivos es limitar el aumento de la temperatura a mucho menos de 2°C, y realizar esfuerzos por limitar este aumento a 1.5°C, respecto a niveles preindustriales, así como promover la adaptación a los cambios derivados por el cambio climático.

En dicho acuerdo, México se comprometió a reducir en un 22% sus emisiones respecto a una línea base del 2013 al 2030, y en un 50% sus emisiones reportadas en el año 2000.

1.3.2 Estrategias de mitigación de GEI a nivel mundial

El sector energético a nivel mundial atraviesa por nuevos retos que se asocian con la participación de tecnologías limpias dada la meta establecida durante la COP21 de mantener un incremento en la temperatura global debajo de los 2°C, por lo que se busca promover una industria sustentable y baja en emisiones de carbono, se han establecido estrategias para la mitigación de gases de efecto invernadero, la Agencia Internacional de Energía dentro del Energy Technology Perspectives 2017, propone las que se muestran en la Figura 1.11.

La captura y almacenamiento de CO₂ se estima una participación necesaria del 14%, lo cual representaría la reducción de alrededor de 5 GtCO₂ (Giga toneladas de CO₂) al año 2060, para ponerlo en contexto, representa las emisiones anuales totales de EUA en la actualidad, he ahí la importancia de esta tecnología para lograr metas de reducción.

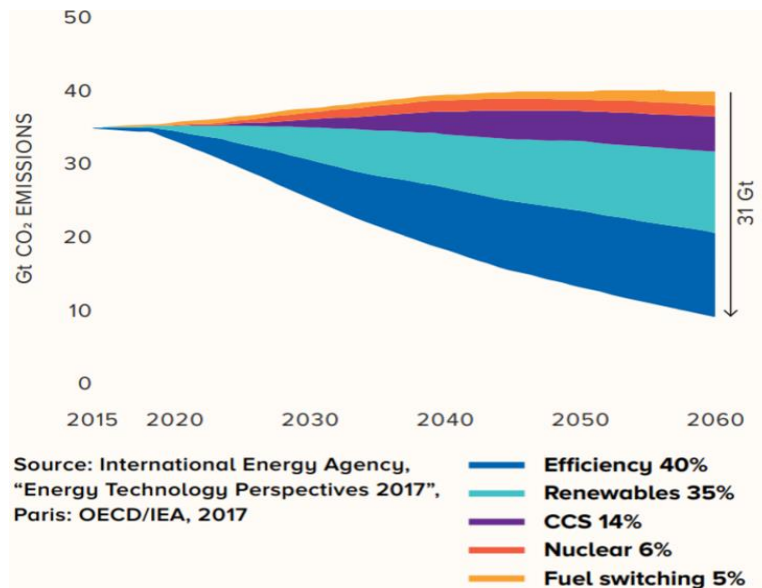


Figura 1.11. Estrategias de mitigación propuestas por la IEA, IEA (2017)

El sector energético a nivel mundial atraviesa por nuevos retos que se asocian con la participación de tecnologías limpias dada la meta establecida durante la COP21 de mantener un incremento en la temperatura global debajo de los 2°C, por lo que se busca promover una industria sustentable y baja en emisiones de carbono, se han establecido estrategias para la mitigación de gases de efecto invernadero, la Agencia Internacional de Energía dentro del Energy Technology Perspectives 2017, propone las que se muestran en la Figura 1.11.

La captura y almacenamiento de CO₂ se estima una participación necesaria del 14 por ciento, lo cual representaría la reducción de alrededor de 5 GtCO₂ (Giga toneladas de CO₂) al año 2060, para ponerlo en contexto, representa las emisiones anuales totales de EUA en la actualidad, he ahí la importancia de esta tecnología para lograr metas de reducción.

1.4 Emisiones de gases de efecto invernadero en México

1.4.1 Sectores de emisión

México contribuyó con el 1.67%⁴ del total de las emisiones anuales de gases de efecto invernadero en el año 2013, ocupando el doceavo lugar entre los países con mayores emisiones como se observa en la Figura 1.12.

⁴ SEMARNAT, 2015. Informe de la Situación del Medio Ambiente en México. Compendio de Estadísticas Ambientales. Indicadores Clave, de Desempeño Ambiental y de Crecimiento Verde. Edición 2015. SEMARNAT, México 2016. 78 p.

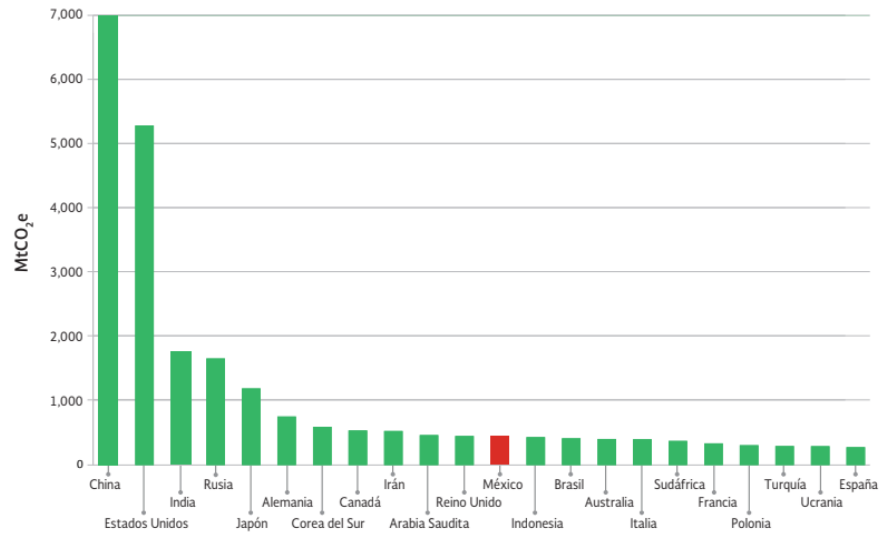


Figura 1.12. Principales países en emisiones de CO₂ eq en el año 2013, SEMARNAT (2015)

De acuerdo con el Primer Informe Bienal de la Actualización ante la Convención de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático INECC/SEMARNAT, 2015, existen 8 sectores de emisión en México, los cuales se muestran en la Figura 1.13.

Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 2015

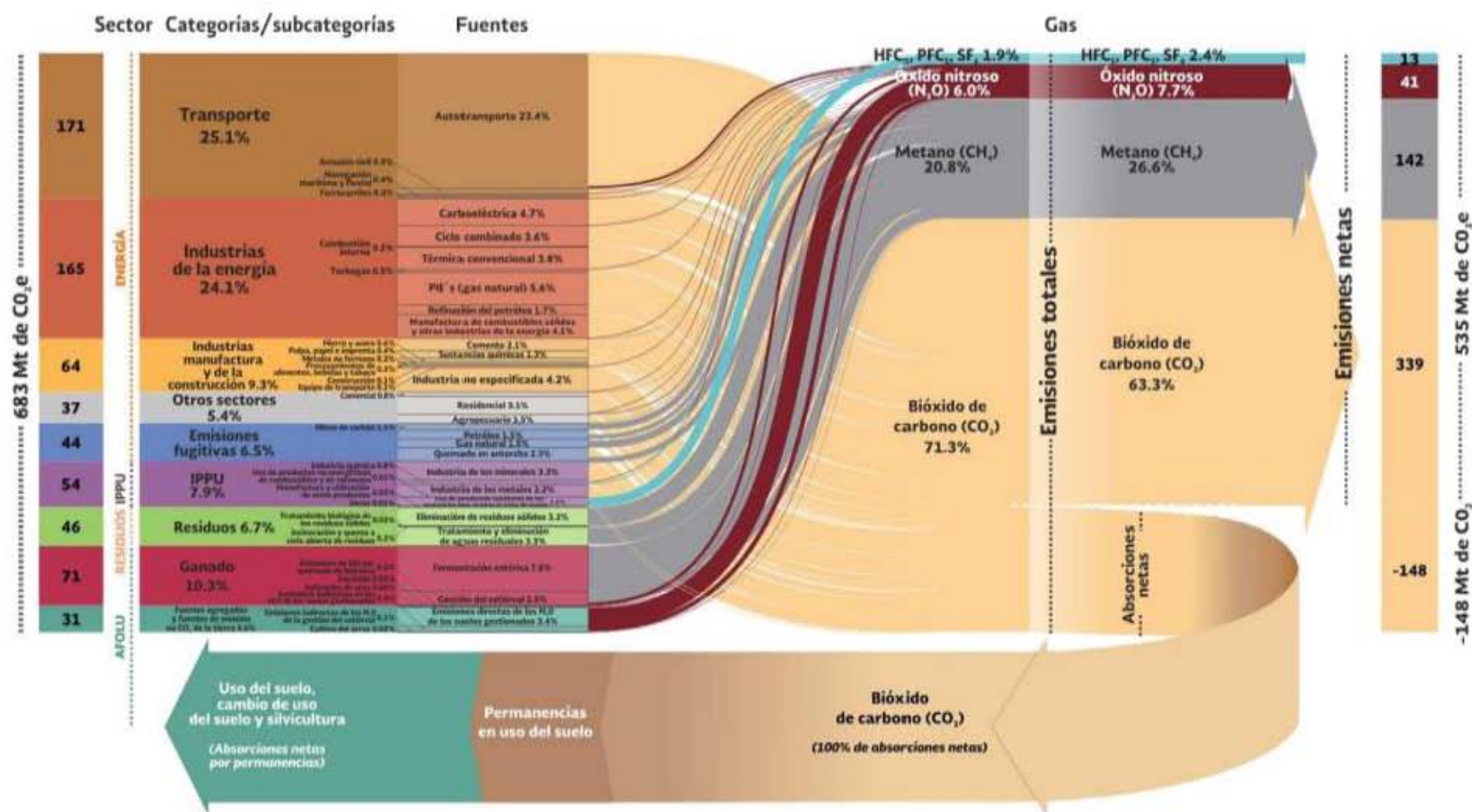


Figura 1.13 Sectores y participación de emisiones de GEI en México en el año 2015, SEMARNAT (2017)

Estos sectores son descritos a continuación:

- 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 a 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.

- 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.

- Residencial y comercial

Para los sectores residencial y comercial se reportan las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O por el consumo de gas natural, gas licuado de petróleo, queroseno, diésel y leña. En 2013 las emisiones del sector residencial y comercial fueron de 25,639.35 Gg de CO₂e, y contribuyeron con 3.9% de las emisiones totales de GEI a nivel nacional.

- 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 RSU⁵ y peligrosos, así como del tratamiento y eliminación de aguas residuales municipales e industriales.

En México las emisiones totales de gases de efecto invernadero correspondientes al año 2015 fueron de 683 de MtCO₂ equivalente, todas las emisiones resultantes de las actividades de los distintos sectores, sin incluir las absorciones por las permanencias de USCUSS. Las emisiones netas, incluyendo las absorciones por permanencias de USCUSS, fueron de 535 MtCO₂ equivalente.

Como se observa las emisiones en México tienen la misma tendencia que a nivel mundial, los sectores con mayor emisión son los asociados al sector energético, es decir, el sector transporte, generación eléctrica e industrial son los que más aportan, como se mencionó anteriormente estos sectores son los que se deben realizar esfuerzos de mitigación en México.

1.4.2 Sectores estacionarios de emisión

Como se ha mencionado anteriormente el sector con el mayor volumen de emisión en México es el sector energético, implementar planes de mitigación, se debe de analizar los subsectores de emisión, y particularmente aquellos que sean estacionarios factibles para la implementación de captura de sus emisiones. La participación por sector estacionario de emisión en México se presenta en la Figura 1.14.

Se observa los sectores estacionarios con mayor emisión en México, cuatro sectores estacionarios, acumulan el 85% de las emisiones totales, eléctrico, petroquímico, metalúrgico y cementero, sectores que se proponen para la captura de sus emisiones.

⁵ RSU se refiere a residuos sólidos urbanos

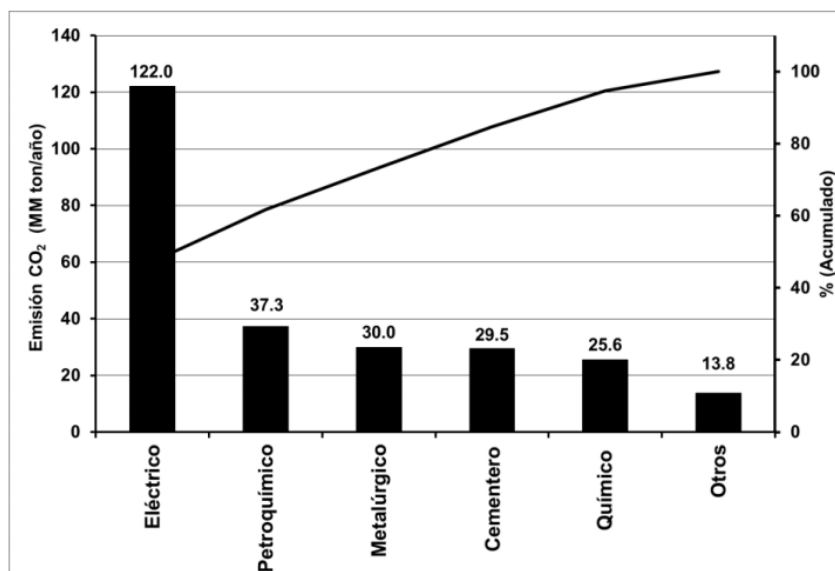


Figura 1.14. Sectores estacionarios de emisión en México, PEMEX (2016)

1.4.3 Mitigación de gases de efecto invernadero en México

México se ha propuesto metas no condicionadas en la reducción de gases de efecto invernadero en un 22% respecto a una línea base al año 2030 como se observa en le Figura 1.15, y en un 50% respecto a sus emisiones reportadas en el año 2000.

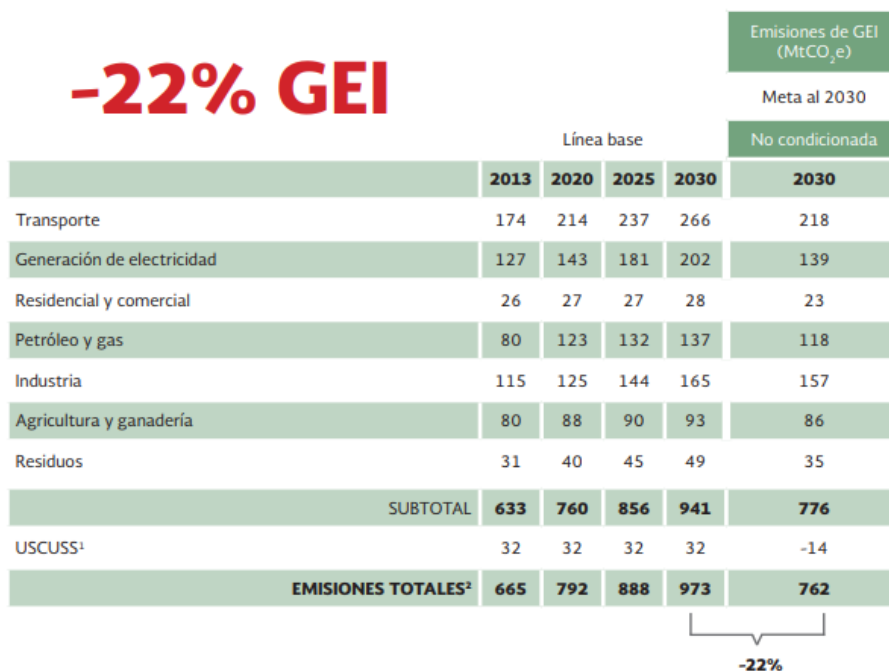


Figura 1.15. Meta de mitigación de gases de efecto invernadero al 2030, Gobierno de la República (2015)

En esta meta de mitigación se da bastante peso a la reducción de emisiones en sectores de generación eléctrica, petróleo y gas así como el sector industrial.

Además en la Ley de Transición Energética se establecieron metas de participación de energías limpias en la generación eléctrica, de acuerdo con la Comisión Reguladora de Energía (CRE) establece la captura y secuestro de carbono como una fuente de generación limpia, siempre y cuando cumpla con un factor de emisión mínimo el cual es de $0.1 \left[\frac{tCO_2}{MWh} \right]$ ⁶, con lo cual esta tecnología podría ayudar tanto a cumplir con las metas de reducción de gases de efecto invernadero como las metas de participación de energía limpia en el sector eléctrico.

⁶ CRE (2018), Certificados de Energías Limpias (Powerpoint). Recuperado de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/302701/CEL-Presentaci_n_Taller_Febrero.pdf

2. Captura y secuestro de carbono

2.1 Etapas del secuestro de carbono

De acuerdo con la importancia de esta tecnología a nivel mundial como estrategia de mitigación, se describirán las etapas de esta tecnología necesarias para su implementación.

En la captura y almacenamiento de CO₂ se debe llevar a cabo una cadena de procesos con el objetivo de almacenar de manera segura el CO₂ proveniente de fuentes emisoras puntuales e inyectarlo en formaciones geológicas profundas.

Como se puede apreciar en la siguiente Figura 2.1 se muestran los procesos involucrados durante el la captura y almacenamiento de CO₂:

- Captura
- Transporte
- Almacenamiento y/o uso del CO₂
- Monitoreo



Figura 2.1 Etapas de la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂, MRT CCUS en México (2018)

2.1.1 Captura

La captación de CO₂ puede aplicarse a grandes fuentes puntuales. El CO₂ sería comprimido y transportado para ser almacenado en formaciones geológicas, en el océano, en carbonatos minerales, o para ser utilizado en procesos industriales. Las grandes fuentes puntuales de CO₂ comprenden a las instalaciones de combustibles fósiles o de energía de la biomasa de grandes dimensiones, principales industrias emisoras de CO₂, la producción de gas natural, las plantas de combustible sintético y las plantas de producción de hidrógeno alimentadas por combustibles fósiles.

Se tiene que realizar una captación del CO₂ en los gases de combustión, por medio de procesos de captura y tecnologías de separación del CO₂.

Procesos de captura

El proceso de captura es el primer paso que debe llevarse a cabo para poder realizar alguna operación de almacenamiento geológico, una vez que obtiene la pureza necesaria del CO₂ para inyectarlo en el subsuelo. Los procesos de captura son tres:

- Post-Combustión
- Pre-Combustión
- Oxi-combustión

Son aplicados dependiendo de ciertas propiedades que presente el gas como la presión, concentración y volumen ya que tomando en cuenta estas propiedades podrá ejecutarse la toma de decisiones (Figura 2.2).

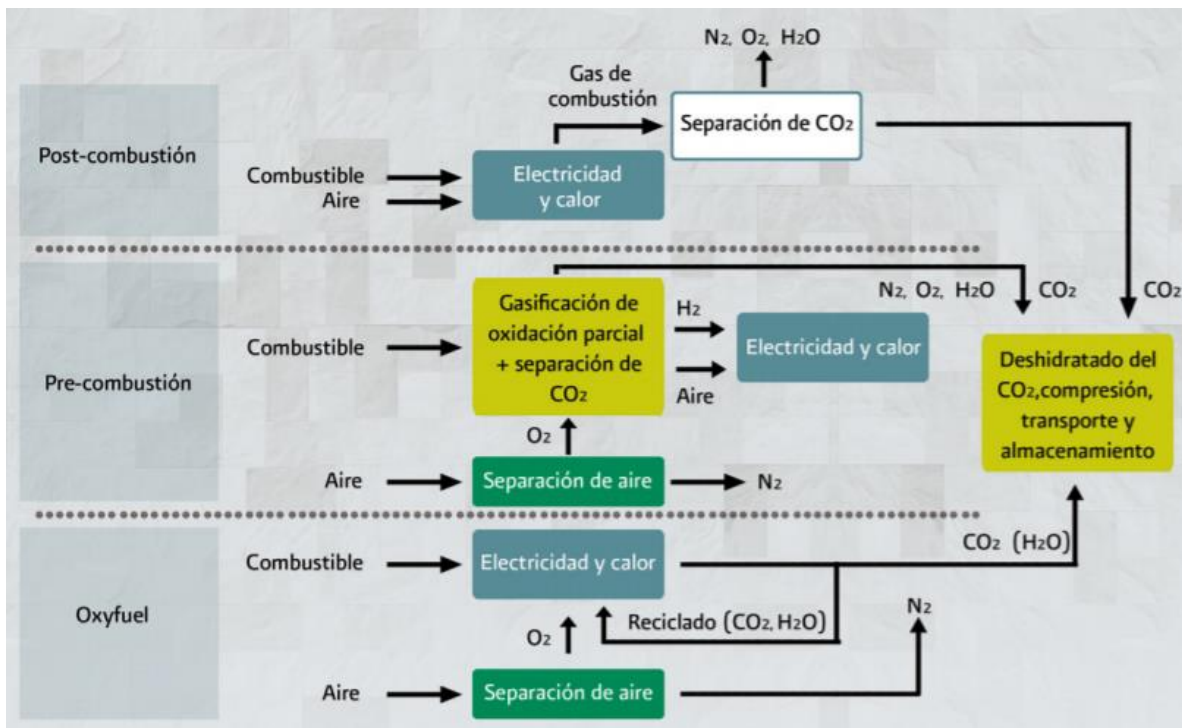


Figura 2.2. Procesos disponibles para la captura y separación de CO₂, SENER – CFE (2012)

Post-combustión

Es una tecnología que consiste en capturar el CO₂ proveniente de una mezcla de gases generada por la combustión derivada de diversas centrales eléctricas. El combustible y el aire son quemados induciendo a un proceso de combustión donde se libera una gran cantidad de GEI que atraviesan dos etapas: la etapa de absorción y la de regeneración.

En la etapa de absorción los gases producidos durante el proceso de combustión entran en contacto con una amina acuosa que es capaz de absorber únicamente el CO₂ (3-15%) de la mezcla de gases. Posteriormente en la etapa de regeneración el fluido de absorción y el CO₂ son separados por medio del calentamiento del fluido de absorción que permite que el CO₂ se libere del fluido y sea comprimido para su almacenamiento. La solución amina es recuperada durante esta etapa con el fin de volverse a utilizar. Este proceso es un buen prospecto para ejecutarse ya que es capaz de ser adaptado fácilmente a las centrales eléctricas

o a las nuevas plantas con el propósito de capturar el CO₂. Permite capturar entre el 80-90% del CO₂⁷.

Este tipo de proceso es el preferido para ejecutarse debido a la implementación de solventes químicos, además de que brindan una buena eficiencia, costos no tan elevados a comparación con otros procesos y menor requerimiento de energía.

Pre-combustión

Este proceso se lleva a cabo como su nombre lo indica antes de que se produzca la combustión. El combustible se transforma en gas al momento de calentarlo con vapor y aire, este gas está compuesto principalmente de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂), conocido como gas sintético. Después el monóxido de carbono reacciona con vapor en un reformador o en un catalizador para producir más hidrógeno y CO₂. Posteriormente el CO₂ es separado mediante la aplicación de tecnologías como adsorción física, química y membranas entre otros. El resultado de este proceso es una corriente de gas rica en hidrógeno que puede ser usada como combustible y que al momento de su combustión no produzca CO₂. El proceso puede aplicarse en el gas natural, petróleo o carbón, pero en estos dos últimos tipos de combustibles se necesita un equipo adicional para remover impurezas como componentes de sulfuros, cenizas u otras partículas⁸.

Oxy-combustión

Este proceso utiliza el oxígeno puro en vez del aire para quemar el combustible y llevar a cabo la combustión, se obtiene un gas compuesto de vapor de agua y CO₂.

La ventaja de esta técnica llamada oxy-combustión es que el gas producido por la combustión únicamente contiene vapor de agua y CO₂, ya que estos dos componentes son fáciles de separar a través de mecanismos de enfriamiento que ocasionan que el agua se condense y que el CO₂ sea liberado para formar una corriente de gas con alta concentración. Por otro lado, el uso de oxígeno puro para la combustión provoca que la temperatura de la flama sea excesivamente alta, lo que hace necesario que parte de la corriente de gas de CO₂ necesite ser reciclada en la cámara de combustión para controlar la temperatura de la flama. Una vez que la humedad es removida, el gas producido por la combustión tiene una concentración de CO₂ típicamente mayor al 90% comparado con el 4 a 14% producido en la combustión con aire. Cerca del 100% del CO₂ puede ser capturado con este proceso⁹.

Las tecnologías disponibles utilizan la separación criogénica del aire para producir oxígeno puro. Es un proceso muy costoso para llevarse a cabo, es por ello que se están realizando

⁷ Martínez Montesinos Víctor L., N.C.T.R (2008), Estado del arte del secuestro geológico de CO₂ y aplicaciones. Facultad de Ingeniería. México, UNAM. Tesis Licenciatura, 189 p.

⁸ Martínez Montesinos Víctor L., N.C.T.R (2008), Op. Cit. 23 p.

⁹ Martínez Montesinos Víctor L., N.C.T.R (2008), Op. Cit. 27p.

muchísimas investigaciones en torno a la separación del oxígeno proveniente del aire. Actualmente esta tecnología es muy prometedora pero la mala noticia es que actualmente no se cuenta con grandes plantas para su aplicación.

Tecnologías de separación del CO₂ de los gases de combustión

Las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ constituyen un conjunto de procesos que tienen la finalidad de separar el CO₂ que proviene de actividades relacionadas con la generación de electricidad como es el caso del uso de los combustibles fósiles. El objetivo principal de estas tecnologías es el de prevenir que el CO₂ sea emitido al ambiente.

Las tecnologías de secuestro de carbono dependen de la forma en la que sea separado y capturado, tomando en cuenta la concentración, presión y volumen con la que cuente el CO₂ disponible. Entre las tecnologías más usadas podemos encontrar:

- Absorción química
- Absorción física
- Adsorción física
- Separación por membranas
- Separación por procesos criogénicos

Absorción química

El proceso de absorción química (Figura 2.3) consiste en enviar un flujo de gases de combustión generados a la columna de absorción donde se encuentra el solvente químico que permite que se remueva el CO₂ proveniente de las emisiones de estos gases. Posteriormente el solvente transita a la unidad de regeneración y debido a las altas temperaturas utilizadas durante este proceso el CO₂ es liberado del solvente. El vapor de agua producido durante la etapa de regeneración es condensado permitiendo que se tenga una alta concentración de CO₂ cercana al 95-98%.¹⁰

¹⁰ Nghia Nguyen Duy (2003), “Carbon Dioxide Geological Sequestration: Technical and Economic Reviews”, SPE 81199, School of Petroleum Engineering, University of New South Wales.

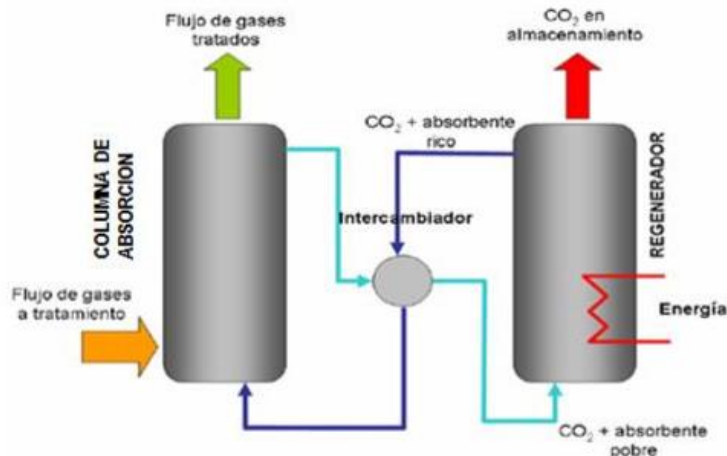


Figura 2.3. Proceso de absorción química, Martínez Montesinos Víctor L., N.C.T.R (2008)

El proceso de absorción química consiste en enviar un flujo de gases de combustión generados a la columna de absorción donde se encuentra el solvente químico que permite que se remueva el CO₂ proveniente de las emisiones de estos gases. Posteriormente el solvente transita a la unidad de regeneración y debido a las altas temperaturas utilizadas durante este proceso el CO₂ es liberado del solvente. El vapor de agua producido durante la etapa de regeneración es condensado permitiendo que se tenga una alta concentración de CO₂ cercana al 95-98%¹¹

En la Figura 2.4 podemos visualizar los tipos de solvente que podrían llegar a utilizarse con el fin de separar el CO₂, pero los que generalmente son los más utilizados son la monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA) y el carbonato de calcio.

Tipo de solvente	Ejemplo
Aminas primarias	Monoetanolamina (MEA)
	Diglicolamina (DGA)
Aminas secundarias	Dietanolamina (DEA)
	Diisopropanolamina (DIPA)
Aminas terciarias	Metildietanolamina (MDEA)
	Trietanolamina (TEA)
Soluciones de sal alcalina	Carbonato de potasio

Figura 2.4 Solventes utilizados durante el proceso de absorción química, Pontífica Universidad Católica de Chile (2008)

Absorción física

En este proceso el CO₂ es físicamente absorbido en un solvente que disuelve el CO₂, sin que se produzcan enlaces químicos para después ser regenerado usando calor y/o una reducción

¹¹ Nghia Nguyen Duy (2003), “Carbon Dioxide Geological Sequestration: Technical and Economic Reviews”, SPE 81199, School of Petroleum Engineering, University of New South Wales.

de presión, en el cual se requiere una mínima o nula energía. En general, se considera una absorción física cuando la presión parcial del CO₂ en los gases de alimentación es mayor a 50 lb/pulg² y la concentración de hidrocarburos pesados es baja¹².

Los solventes típicos usados en este proceso son el Selexol (dimetileter o glicol polietileno) y Rectisol (metanol frío). La mayor ventaja del proceso utilizando Selexol es que el CO₂ puede ser producido a una presión alta, reduciendo la potencia requerida para la compresión en la tubería de transporte. La absorción física es usada comúnmente en las instalaciones de tratamiento de gas para producir CO₂ destinado a operaciones de recuperación mejorada de aceite, la cual requiere un flujo de CO₂ con alta pureza (98%)¹³.

Adsorción física

Este proceso permite retener el CO₂ mediante materiales porosos que son capaces de separar este gas proveniente de una mezcla gaseosa, además de fijar y acumularlo en la superficie de otra sustancia (Figura 2.5). Permite recuperar entre el 85-90%¹⁴ el CO₂.

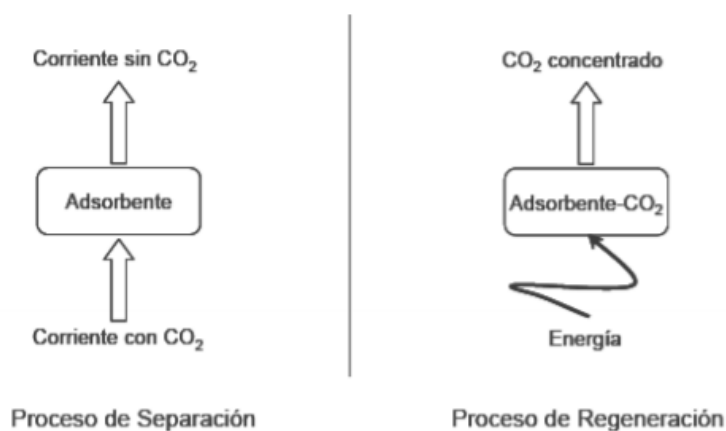


Figura 2.5. Proceso de adsorción física, , Martínez Montesinos Víctor L., N.C.T.R (2008)

Entre los materiales absorbentes más utilizados se encuentran:

- Carbón activo
- Zeolita
- Alúminas e hidrotalcitas
- Materiales mesoporosos

¹² Martínez Montesinos Víctor L., N.C.T.R (2008), Op. Cit. 20 p.

¹³ Nghia Nguyen Duy, (2003), Op. Cit. 6 p.

¹⁴ Reginald, k.H.a.(2006) "Life cycle investigation of CO₂ recovery and sequestration", Environment Science and Technology. 2501 p.

Separación por membranas

Es un proceso físico que consiste en que una mezcla de gases de combustión pase a través de membranas permitiendo excluir las moléculas de CO₂ de la mezcla gaseosa. El CO₂ removido durante este proceso es del 82-88%¹⁵.

Existen dos métodos para llevar a cabo este proceso:

- Separación de Gas

Consiste en identificar la diferencia entre las interacciones físicas y químicas entre el gas y la membrana provocando que algunos componentes de la mezcla gaseosa crucen más rápido que otros debido a que son altamente permeables, como por ejemplo el bióxido de carbono (CO₂), hidrógeno (H₂), helio (He) y vapor de agua.

- Absorción de Gas

Se lleva a cabo cuando existe un contacto permanente entre la corriente de alimentación de gas de combustión y el fluido de absorción. El fluido de absorción es el encargado de remover algunos componentes del gas de alimentación colocándolos a un lado de la membrana. La membrana ofrece un área de contacto entre el gas de alimentación y el fluido de absorción sin permitir que se mezclen entre sí. A diferencia de la separación de gas en este proceso el CO₂ es absorbido mediante el solvente utilizado, mientras que en el proceso anterior es removido de la mezcla de gases de combustión.

Separación por procesos criogénicos

Para llevar a cabo este proceso deben manejarse altas presiones y muy bajas temperaturas cercanas a las -130°C con el objetivo de separar el CO₂ proveniente de una mezcla de gases de combustión, esto es posible mediante la condensación a temperaturas muy bajas o el uso de solventes hidrocarburos como el butano.

El objetivo primordial de este proceso consiste en producir un flujo concentrado de CO₂ a alta presión con la finalidad de transportarlo fácilmente a un lugar de almacenamiento geológico, llevar a cabo este proceso es sumamente costoso debido al incremento sustancial de la presión requerida sin embargo reduce los costos de compresión.

2.1.2 Transporte de CO₂

Una vez que el CO₂ ya fue separado mediante alguno de los procesos de captura, el siguiente paso es transportarlo al sitio en donde permanecerá almacenado, a excepción de que la fuente de emisión se encuentre en el mismo sitio de almacenamiento de CO₂. La distancia entre una fuente de emisión y un sitio de almacenamiento juega un papel importante debido a las

¹⁵ Dávila Serrano Moisés, (2011), Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológico de CO₂ en México. Sección de Investigación y Posgrado. México, IPN. Tesis Maestría, 188 p.

emisiones de CO₂ generadas durante el trayecto. Es por ello por lo que esta etapa es fundamental ya que engloba a todas aquellas actividades relacionadas con que el CO₂ se traslade de forma segura al sitio donde permanecerá acumulado.

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 (Mega Pascales) 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. Los camiones y los vagones cisterna también son opciones técnicamente viables. Estos sistemas transportan CO₂ a una temperatura de -20°C y a una presión de 2 MPa. Sin embargo, son costosos en comparación con los gasoductos y los buques, salvo a una escala muy reducida¹⁶.

Es indispensable el correcto manejo y secado del CO₂ antes del transporte por el hecho de que, si contiene partículas de agua, este puede causar problemas de corrosión y formación de hidratos, sin embargo, también puede considerarse la utilización de inhibidores como el metanol para reducir su formación en la tubería, así como la aplicación de anticorrosivos.

2.1.3 Almacenamiento de CO₂

La etapa final del proceso de secuestro de carbono es el almacenamiento de CO₂. El CO₂ puede estar contenido de forma natural en un yacimiento o puede ser inyectado una vez que es capturado de procesos industriales.

Las características con las que debe cumplir un sitio para almacenamiento geológico de CO₂ son¹⁷:

- Un tamaño suficiente de poro en las rocas de la formación con el fin de brindar la capacidad necesaria para almacenamiento.
- Una buena permeabilidad, es decir que haya una buena conexión de entre los poros de la roca con el propósito de que una vez que sea inyectado el CO₂ en la formación, este puede moverse y extenderse.
- Una favorable roca sello para que el CO₂ no pueda escaparse de la formación una vez que es inyectado.

Posterior a su captura, compresión y transporte el CO₂ se almacena geológicamente en un estado conocido como supercrítico a una presión de 7.37 MPa y 31.1°C como se puede ver en el diagrama de fases del CO₂ (Figura 2.6). Para garantizarlo, es preciso comprender el comportamiento de fase del CO₂ y las condiciones del yacimiento, puesto que existe la

¹⁶ IPCC (2005), Op. Cit. 29 p.

¹⁷ Bachu, S. (2008), CO₂ storage in geological media: Role, means, status and barriers to deployment, Progress in Energy and Combustion Science, Vol 34, 273 p.

probabilidad que las condiciones de temperatura y presión del yacimiento se modifiquen a lo largo de la vida útil de un proyecto de almacenamiento de CO₂.

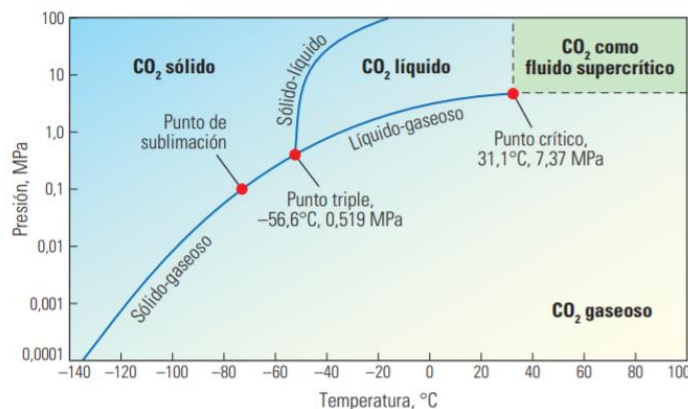


Figura 2.6. Diagrama de fases del CO₂, Schlumberger (2005)

El CO₂ se comporta en un estado de equilibrio entre gas y líquido a profundidades menores de 800 m, si este se inyectara a profundidades mayores a los 800 m, este se encontraría en estado supercrítico. La figura 2.7 ilustra la variación de la densidad el CO₂ respecto a la profundidad, asumiendo un gradiente de 25°C/km (Grado Celsius por kilómetro) partiendo de 15°C en superficie. Los cubos representan el volumen relativo ocupado por el CO₂ respecto a la profundidad, nótese que dicho volumen se comporta de manera prácticamente constante a partir de 1500 m de profundidad.

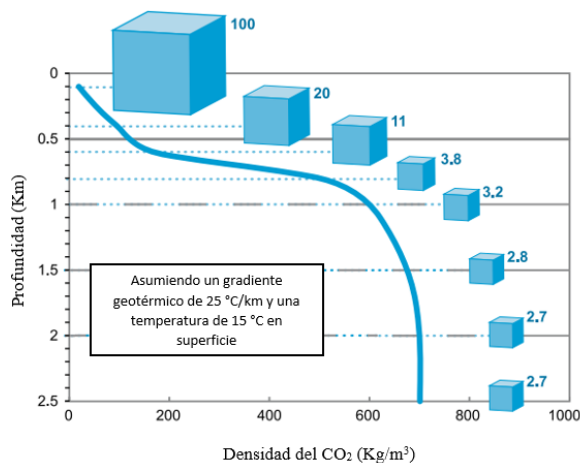


Figura 2.7. Variación de la densidad del CO₂ respecto a la profundidad, modificado de IPCC (2005)

Existen tres tipos de formaciones geológicas que han sido objeto de una amplia consideración para el almacenamiento geológico de CO₂, yacimientos de petróleo y gas, formaciones salinas profundas y capas de carbón inexplorables¹⁸. (ver Figura 2.8)

¹⁸ IPCC (2005), Op. Cit. 30 p.

- **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. Este proceso tiene valor económico importante, por ello es la opción más utilizada en la actualidad.
- **Formaciones salina profundas terrestres o marítimas:** 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.

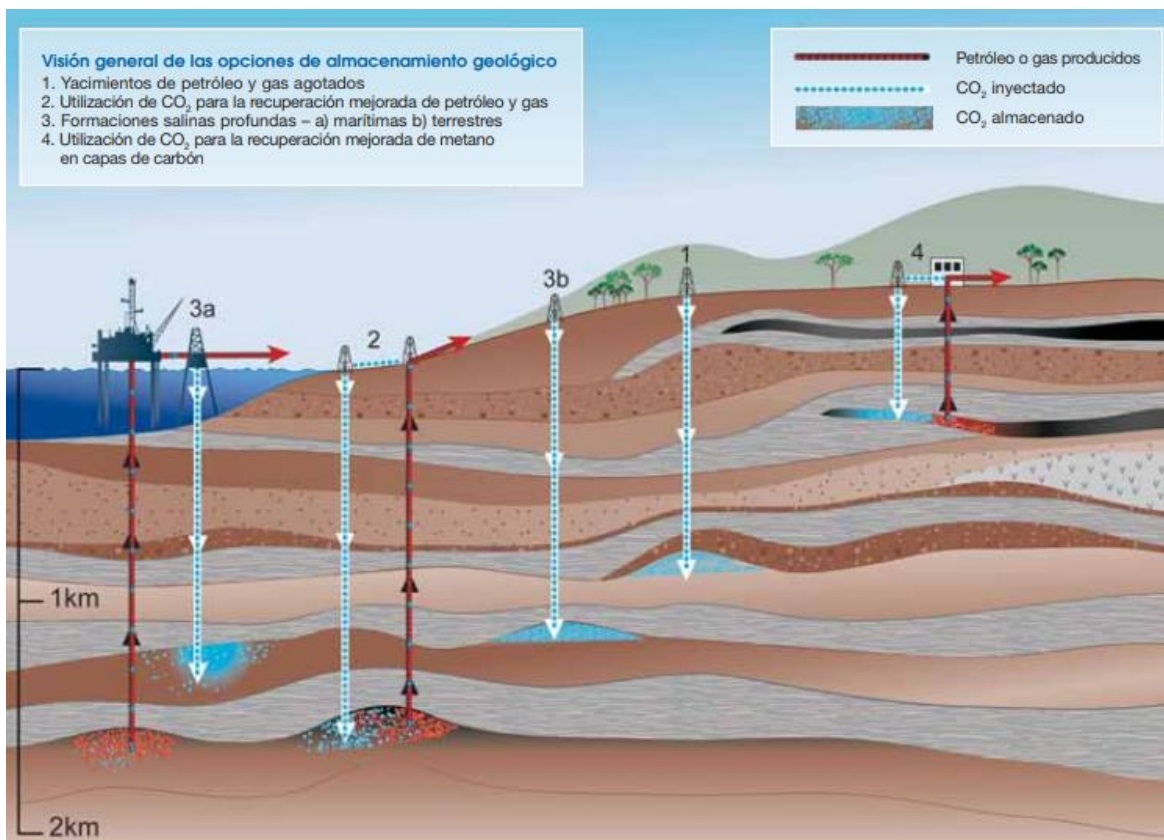


Figura 2.8. Métodos para almacenar CO₂ en formaciones geológicas subterráneas profundas, IPCC (2005)

2.1.4 Monitoreo

El monitoreo es de suma importancia y sus objetivos son los siguientes¹⁹:

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

2.2 CCS + EOR

Como se ha mencionado anteriormente la captura y el secuestro de carbono se puede asociar como método de recuperación mejorada de hidrocarburos, la captura y secuestro de carbono en la actualidad es procedimiento costoso, obtener beneficio económico derivado a la recuperación de petróleo hace factible la implementación conjunta.

2.2.1 Etapas de recuperación de hidrocarburos

Existen diversas etapas durante la explotación de un yacimiento petrolero. En la Figura 2.9 se muestran las fases por las que puede llegar a pasar un yacimiento.

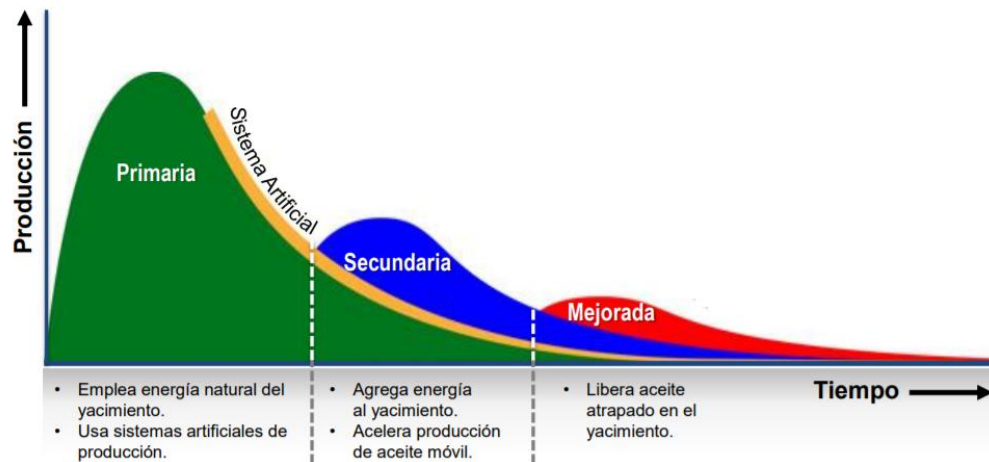


Figura 2.9. Etapas de explotación de un yacimiento petrolero, PEMEX (2015)

Existen etapas de recuperación, primaria, secundaria y terciaria. Para poder implementar alguna de las etapas mencionadas es necesario evaluar la necesidad de ejecutar alguno de los procesos cuando el campo se encuentra en etapa productiva con el fin de maximizar el valor económico del campo.

Estos mecanismos de recuperación, primaria, secundaria y terciaria son esquematizados en la Figura 2.10

¹⁹ IPCC (2005), Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage, USA, ONU. 443 p.

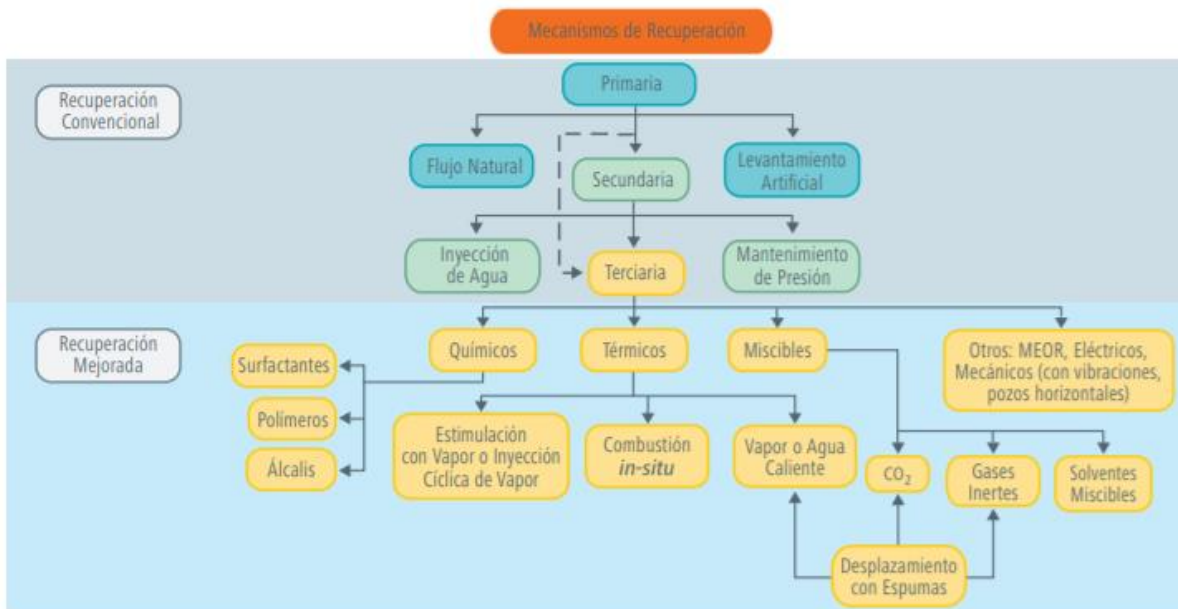


Figura 2.10. Mecanismos de recuperación de hidrocarburos, CNH (2012)

Los mecanismos de recuperación que pueden llegar a ser aplicados en cada etapa de explotación de un yacimiento, dependerá si el yacimiento requiere de procesos alternos de producción para poder extraer el hidrocarburo. Las etapas de recuperación de hidrocarburos no serán aplicadas en todos los yacimientos ya que cada yacimiento cuenta con diferentes características que deben ser tomadas en cuenta, es decir, puede llegar a aplicarse una etapa secundaria y/o terciaria sin haber pasado por una etapa primaria, es decir no van en orden secuencial necesariamente.

Recuperación primaria de hidrocarburos

La recuperación primaria consiste en producir hidrocarburos mediante la energía natural con la que cuenta el yacimiento, es decir que los fluidos que se encuentran dentro de él son capaces de forzar su salida debido a la presión que poseen. Este método no requiere de la ayuda de algún proceso que estimule al yacimiento ya que mediante mecanismos de empuje es capaz de hacer producir al yacimiento.

El comportamiento de recuperación primaria está regido por las fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos a través de un medio poroso: fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. Los factores que afectan el comportamiento del yacimiento son las características geológicas, las propiedades roca-fluido, la mecánica de fluidos y las instalaciones de producción. La calidad de la administración de yacimientos también es muy importante, debido a que un mismo yacimiento explotado de diferentes formas (ingeniería de yacimientos, ingeniería de producción, etc.) permite obtener diferentes porcentajes de recuperación. Asimismo, las políticas de la empresa operadora del campo y las de la agencia reguladora gubernamental juegan un papel importante en el comportamiento de la producción.

Es necesario tomar en cuenta los mecanismos de desplazamiento que se presentan en la etapa de producción de los yacimientos para comprender su comportamiento. Una característica sobresaliente en estos mecanismos es la reducción de la presión del yacimiento que se presenta debido a la extracción de hidrocarburos. Los mecanismos de desplazamiento que pueden llegar a presentarse durante la recuperación primaria son:

1) **Expansión del sistema roca-fluidos:** Al declinar la presión se genera un efecto de expansión de la roca como de los fluidos provocando que el aceite contenido en los yacimientos sea expulsado.

2) **Expansión del aceite por el contenido de gas disuelto:** La producción de aceite es posible mediante la expansión del gas disuelto que es liberado cuando la presión del yacimiento declina.

3) **Expansión por casquete de gas:** La expansión del casquete de gas es la principal fuente de energía que permite la obtención de aceite en el yacimiento.

4) **Expansión del acuífero asociado:** En este tipo de empuje se encuentra un cuerpo de agua conectado al yacimiento petrolero. Conforme se lleva a cabo la producción de aceite, se expande el acuífero soportando la caída de presión en el yacimiento provocando dicho empuje.

5) **Drene gravitacional:** Este empuje también es llamado como “Segregación Gravitacional”, actúa en conjunto con la expansión del casquete de gas provocando que las partículas de gas migren hacia la parte más alta del yacimiento y las partículas más pesadas (aceite) hacia la parte más baja debido a la precipitación de estas a causa de la gravedad.

A continuación, en la Figura 2.11 se muestra la influencia con la que cuentan los mecanismos de empuje tomando en cuenta la presión de yacimiento y la eficiencia de recuperación del hidrocarburo.

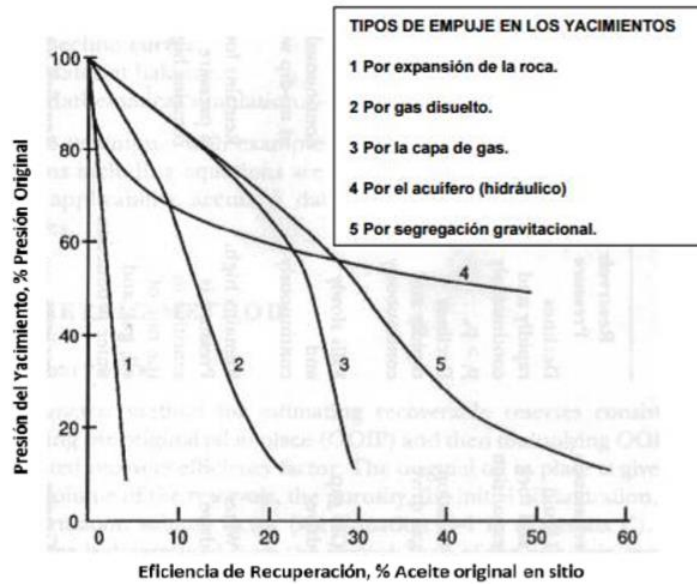


Figura 2.11. Influencia de los mecanismos de empuje, CNH (2010)

Recuperación secundaria de hidrocarburos

Este proceso de recuperación agrega energía a la que naturalmente contiene el yacimiento con el fin de proveer un empuje adicional mediante la inyección de fluidos en forma inmisible (gas, agua y combinación agua-gas).

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

- Inyección de agua
- Inyección de gas

Recuperación mejorada de hidrocarburos (EOR)

Este método de recuperación también es conocido como “Enhanced Oil Recovery” (EOR por sus siglas en inglés). La recuperación mejorada consiste en inyectar al yacimiento materiales que no se encuentran presentes en él con el fin de recuperar el aceite disponible dentro de él yacimiento, otra opción para recuperar el hidrocarburo es mediante la inyección de materiales que se encuentran disponibles dentro de los yacimientos con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos siempre y cuando se tomen en cuenta las condiciones específicas a las cuales debe realizarse la inyección.

Aplicar este proceso es mucho más efectivo para recuperar grandes volúmenes de aceite contenido en el yacimiento a comparación que con los métodos convencionales (recuperación primaria y secundaria) ya que no sería viable económicamente.

Los métodos que se aplican durante la recuperación mejorada pueden clasificarse en métodos térmicos, químicos y miscibles.

Métodos térmicos

Consisten en la inyección de energía calorífica con el propósito de reducir la viscosidad del aceite permitiendo que pueda fluir hasta los pozos productores. Es utilizado principalmente para la producción de aceites pesados. Dentro de este método puede aplicarse la inyección de vapor (el más exitoso), además de la inyección de agua caliente o de aire para generar un proceso de combustión en el yacimiento.

Métodos químicos

La aplicación de métodos químicos es más compleja. Su objetivo consiste en reducir la tensión superficial entre los fluidos contenidos dentro del yacimiento petrolero, así como de controlar su movilidad y alterar la mojabilidad del sistema roca-fluidos. Son utilizados principalmente para el desplazamiento de aceites intermedios y ligeros. Este grupo de métodos incluye la inyección de surfactantes, polímeros y álcalis. La incertidumbre en estos métodos es mayor, pero cuando el químico se desarrolla de manera adecuada y toma en cuenta las condiciones de flujo que se presenten en el yacimiento puede dar grandes resultados en la recuperación de aceite.

Métodos miscibles

El propósito de aplicar estos métodos consiste en incrementar el número capilar con la finalidad de que la tensión interfacial entre el fluido y el aceite se reduzca. Los métodos miscibles son aplicados para el desplazamiento de aceites intermedios y ligeros. Los procesos que pueden aplicarse dentro de este método son la inyección de gas hidrocarburo (gas natural y gas l.p), gases inertes (nitrógeno y el bióxido de carbono) y gases de combustión. La inyección de CO₂ es el método más utilizado a nivel mundial debido a que permite aumentar la recuperación de aceite en los yacimientos petroleros, sin embargo, la inyección de otros gases de hidrocarburos como la inyección de nitrógeno permite obtener buenos resultados.

2.2.2 Uso del CO₂ como método de recuperación mejorada de hidrocarburos

En la industria del petróleo y gas la inyección de CO₂ es considerada con la finalidad de rejuvenecer los campos productores y de poder almacenar este gas en yacimientos agotados o no utilizados.

El CO₂ puede ser empleado para un proceso EOR con el objetivo de recuperar hidrocarburos adicionales a lo generado durante la producción primaria y la inundación de agua. Además que este gas puede ser capturado a través de fuentes industriales para posteriormente almacenarlo en el subsuelo, permitiendo con ello, una gran reducción de CO₂ a la atmósfera.

La inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada puede llevarse a cabo de dos diferentes formas, miscible o inmisible, la inyección miscible es la más común. La inyección del CO₂ de forma miscible es un método efectivo para la recuperación mejorada de aceite, dado que el CO₂ es soluble en el petróleo, dilata el volumen del petróleo y reduce la viscosidad, incluso antes de alcanzar el estado de miscibilidad. (ver Figura 2.12)

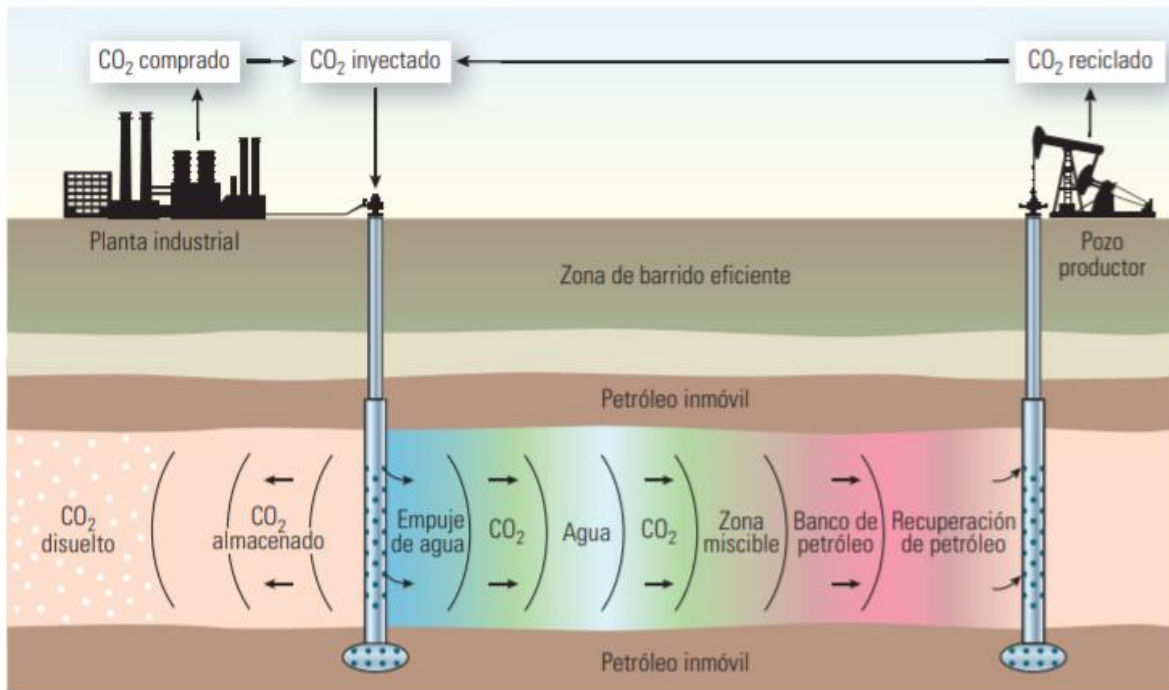


Figura 2.12. Proceso de inyección de CO₂ en campos de hidrocarburos, Schlumberger (2015)

Se considera que la inyección de CO₂ de forma miscible es la más común cuando se aplica como método de EOR, sin embargo, algunos campos pueden verse beneficiados mediante la inyección inmisible, por ello se recomienda aplicar análisis de laboratorio que permitan conocer cual es la forma más adecuada para cada tipo de yacimiento en estudio.

2.2.3 Proyectos a gran escala CCS + EOR a nivel mundial

La tecnología de captura y secuestro de carbono no es nueva a nivel internacional, el primer proyecto a gran escala data del año 1970, con el proyecto Val Verde, en Estados Unidos,

En la Figura 2.13 se muestran los proyectos a gran escala desde 1970 a la fecha y los que se pretenden implementar a un corto plazo.

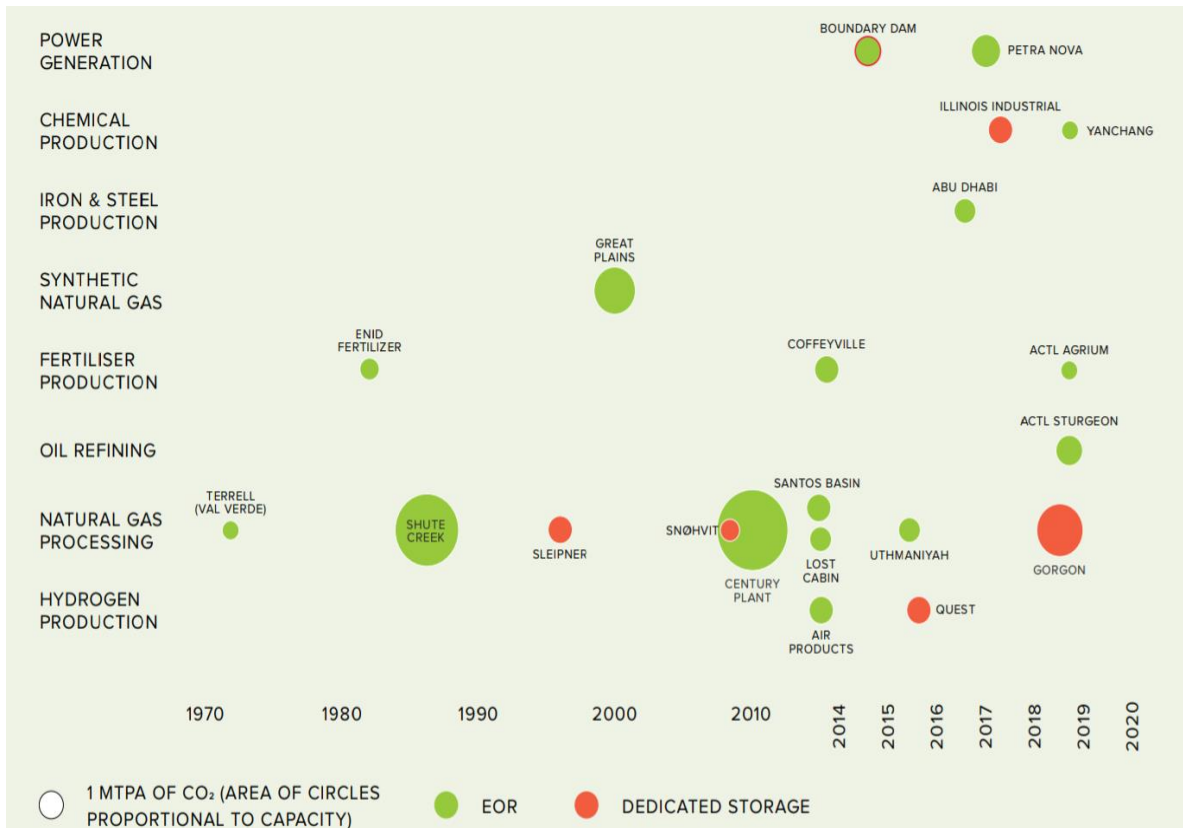


Figura 2.13. Proyectos a gran escala a nivel mundial, Global CCS Institute (2017)

Se observa gran cantidad de proyectos de captura de CO₂ asociado a proyectos de EOR, esto como ya se ha mencionado por el beneficio económico que conlleva incrementar la producción de hidrocarburos. De otro modo tenemos cuatro proyectos dedicados a su almacenamiento, sin embargo, hay que tener claro que indirectamente también se asocian a la industria de los hidrocarburos dado que son proyectos donde se almacena el CO₂ que se encuentra mezclado en la producción de gas natural, como es el caso de Sleipner y Snøhvit, campos petroleros noruegos donde su concentración de CO₂ en el gas natural producido supera los límites permitidos, por lo cual se separa el CO₂ del gas y éste es almacenado en acuíferos salinos profundos.

A continuación, se describen los proyectos con mayor relevancia:

Campo Weyburn, Canadá.

Proyecto que desde el año 2000 comenzó a inyectar CO₂ en el campo petrolífero de Weyburn en la provincia de Saskatchewan, Canadá. El CO₂ es capturado en una planta de gasificación en Beulah, Dakota del Norte, EUA, el gas es comprimido a 15 MPa y es transportado a través de un gasoducto a los campos petrolíferos. (ver Figura 2.14)

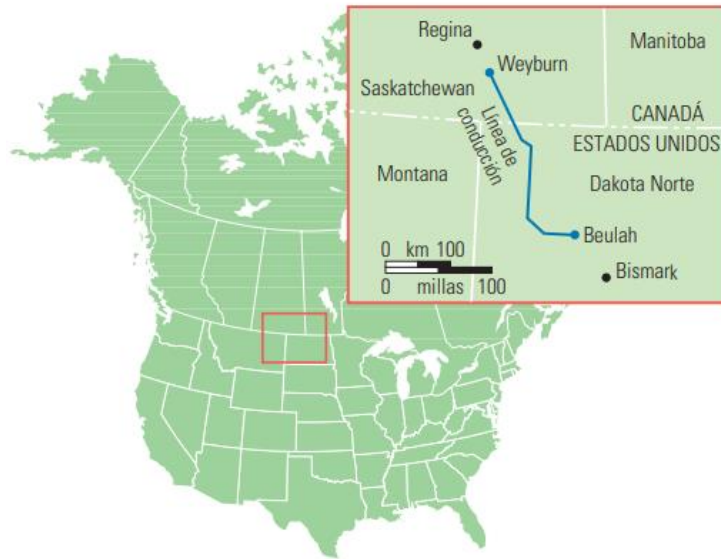


Figura 2.14. Localización del proyecto Weyburn, IEA (2013)

El CO₂ es inyectado en yacimientos con profundidad de 1500 m, se inyecta de manera miscible. Durante el proceso, aproximadamente la mitad del CO₂ inyectado vuelve a la superficie junto con el aceite y agua, donde se separa y se reinyecta, al final del periodo de recuperación prácticamente todo el CO₂ se almacena permanentemente. Este tipo de proyectos tienen la capacidad de recuperar una gran cantidad de barriles de hidrocarburo y a su vez almacenar de manera permanente CO₂ de origen antropogénico.

En la figura 2.15. Se observa la recuperación de hidrocarburos histórica del campo Weyburn, el campo produjo de manera primaria hasta finales de los ochenta, y se implementó técnicas de recuperación secundaria a base de inyección de agua hasta la posterior implementación de inyección de CO₂, se inyecta alrededor de 2.4 MtCO₂ (Mega toneladas de CO₂) al año, alcanzando una producción de hasta 30 MBD.

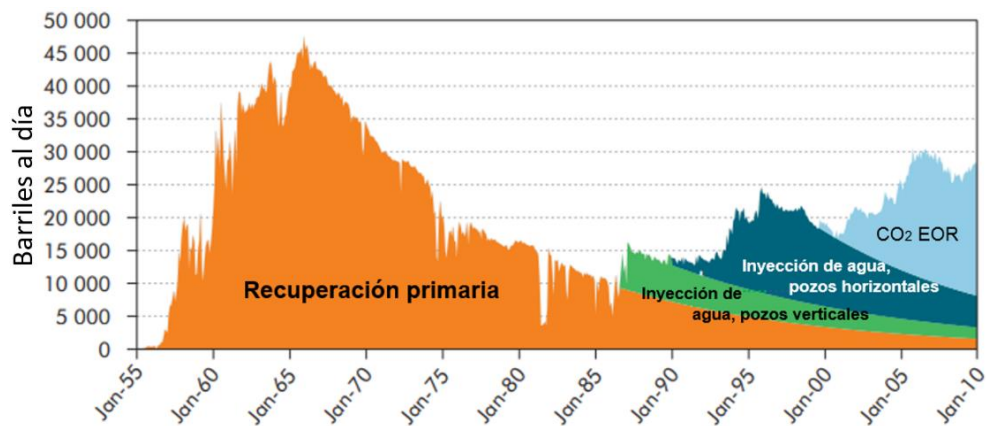


Figura 2.15. Histórico por tipo de producción del campo Weyburn, Canadá, Modificado de IEA (2013)

Campo Sleipner, Noruega.

Su operación para producir gas natural inicia en 1996 en el mar del norte mediante la empresa operadora StatoilHydro. El gas Sleipner contiene entre 4,0 y 9,5% de CO₂, que tuvo que reducirse al 2.5% para cumplir con la especificación de suministro de gas de tubería de la Unión Europea de no ser así, estaba obligado a pagar 45 USD por tonelada de CO₂, por lo que la aplicación de CCS (Carbon Capture and Sequestration) resultó viable debido a que Statoil capta el CO₂ y lo separa utilizando solvente MEA (Monoetanolamina) para posteriormente inyectarlo en la formación de Utsira. Actualmente se inyecta más de 1 millón de toneladas por año en la formación salina de Utsira lo que representa el 2% de las emisiones totales en Noruega.

Campo Snohvit, Noruega.

Proyecto desarrollado en el mar de Barents. El proyecto se enfoca en licuar y transportar el gas natural hasta tierra. De forma similar al campo Sleipner, cuenta con gran concentración de CO₂ en el hidrocarburo extraído por lo que se optó por la aplicación de CCS en la formación de Tubasen, en el cual se inyectan 700 mil toneladas de CO₂ al año.

Boundary Dam

Fue el primer proyecto de captura de CO₂ a gran escala en una planta de generación eléctrica, se localiza en Saskatchewan, Canadá en el año 2014. El CO₂ proviene de una carboeléctrica y su propósito principal es proporcionar una fuente de bajo costo de dióxido de carbono, al campo de petróleo maduro de Weyburn, para la recuperación de petróleo mejorada, al año 2018 se estima que han sido capturadas 2 MTCO₂.

Petra Nova

Petra Nova es el segundo proyecto a gran escala para la captura de las emisiones de una fuente de generación eléctrica. Se encuentra ubicado en Texas, USA y empezó a funcionar en el año 2017. Petra Nova es una carboeléctrica donde operando al 100% puede capturar 5200 toneladas cortas por día²⁰, con lo cual es capturado 1.6 MTCO₂ al año. El CO₂ capturado es transportado por aproximadamente 130 km y usado como método de recuperación mejorada en campo el West Ranch en Texas, USA. (ver Figura 2.16)

²⁰ Global CCS Institute (2017), Global Costs of Carbon Capture and Storage - 2017 Update.

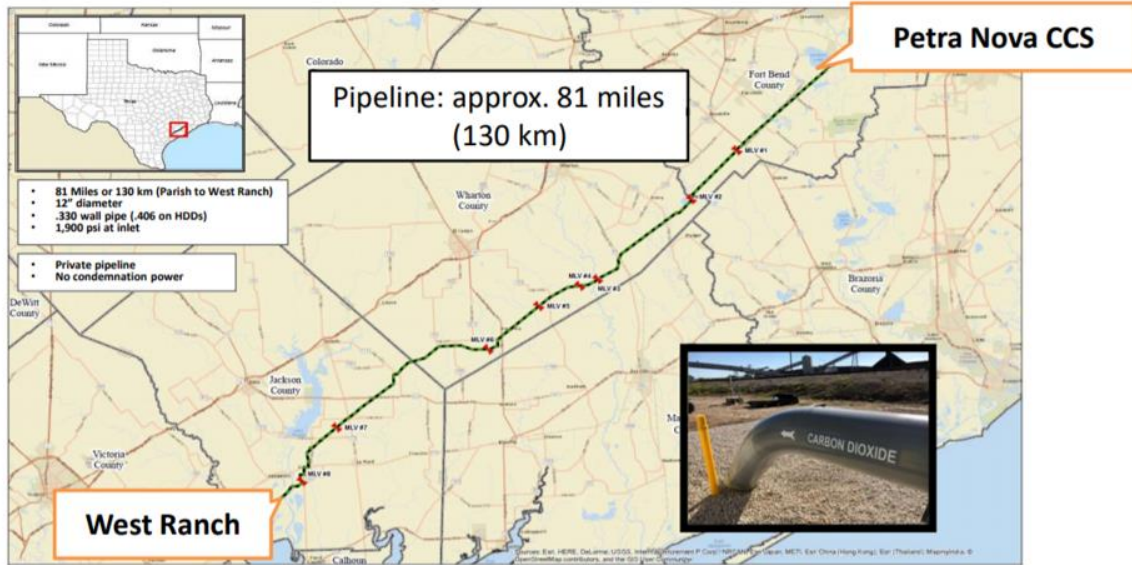


Figura 2.16. Petra Nova CCS – West Ranch, JX Nippon Oil & Gas Exploration Corporation (2018)

Es importante implementar la captura y secuestro del CO₂ juntamente con la industria de los hidrocarburos, pensar en su implementación solamente como almacenamiento no es factible, por lo menos en corto plazo, mientras se encuentren otro tipo de beneficios económicos redituables similares a la producción de hidrocarburos y el desarrollo tecnológico haga más económica esta tecnología a nivel global.

3 Necesidad de implementación de EOR en México

3.1 Importancia de los métodos de EOR a nivel internacional

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía se estima que la demanda mundial de energía continuara dependiendo principalmente de los hidrocarburos fósiles. De acuerdo a pronosticos en la demanda de energía presentados en la Figura 3.1 el mayor al 50% de esta será cubierta por aceite crudo y gas.

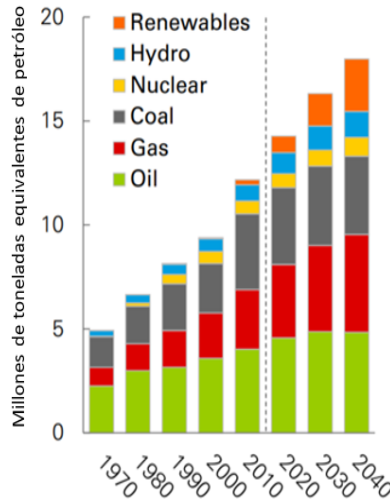


Figura 3.1. Prospectiva de la demanda por tipo de energía primaria, IEA (2017)

De acuerdo a esto, la producción de hidrocarburos también tendrá que ir a la alza con el fin de abastecer esta demanda, sin embargo, la producción proveniente de recursos convencionales presenta una tendencia a declinar a pesar del desarrollo acelerado de las reservas existentes, por lo que deja clara la importancia de la incorporación de recursos no convencionales y nuevos descubrimientos, así como de la aportación de la recuperación mejorada la producción mundial. (ver Figura 3.2)

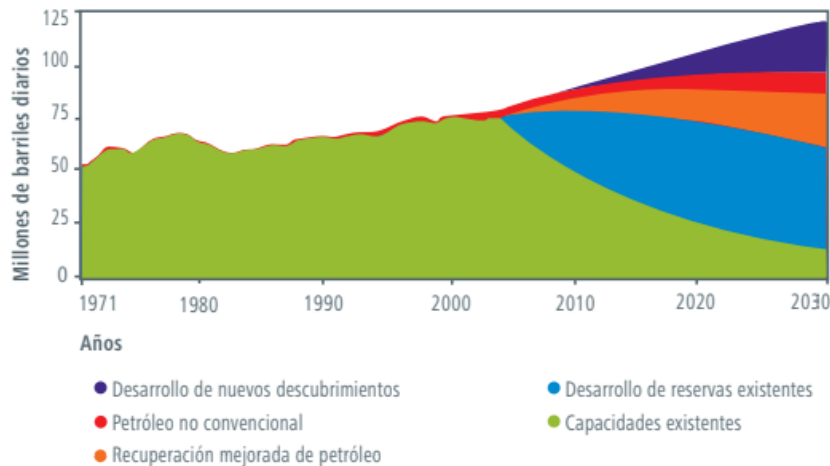


Figura 3.2. Prospectiva de la producción de hidrocarburos mundial, CNH (2012)

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.

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 USA y en Canadá. El método de inyección de químicos aporta 11% principalmente en proyectos de explotación de hidrocarburos en China²¹.

En la Figura 3.3 se muestra la experiencia mundial en implementación de métodos de recuperación mejorada. En el caso de México y puntualmente de Petróleos Mexicanos, no se tiene proyecto en desarrollo alguno, se cuenta con experiencia en pruebas piloto en inyección de vapor y CO₂, así como proyectos en investigación y desarrollo en combustión in situ y gas hidrocarburo, esto representa una gran oportunidad para mayor investigación y pruebas piloto para llevar a la siguiente escala, el desarrollo comercial de este tipo de proyectos.

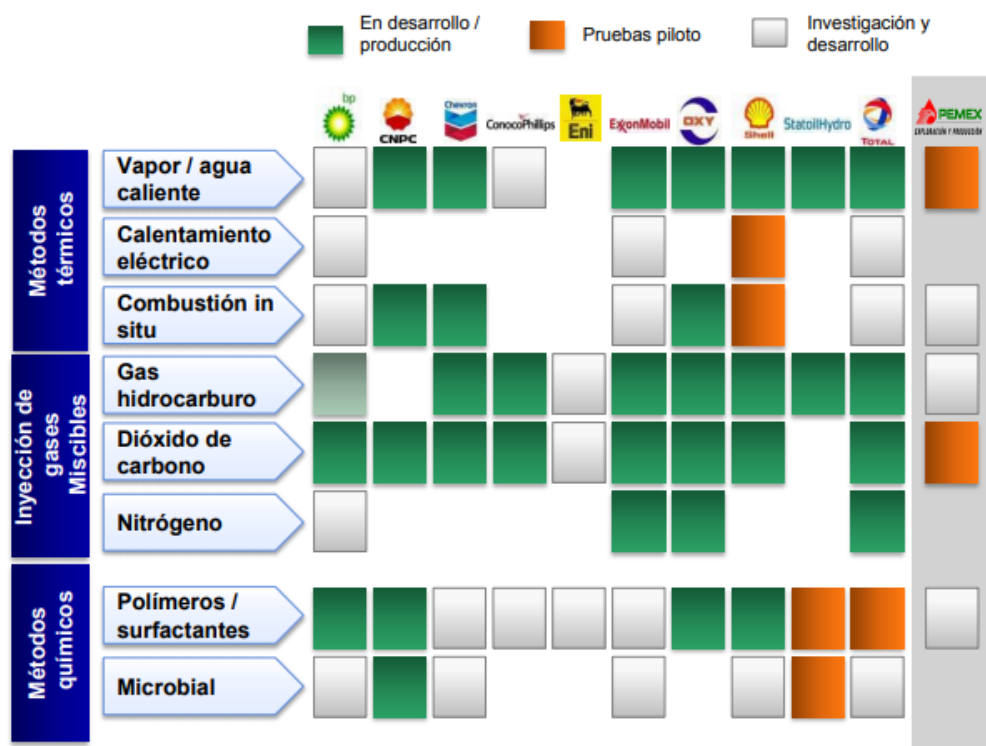


Figura 3.3. Experiencia mundial en proyectos EOR, PEMEX (2015)

²¹ CNH (2012) Op. Cit. p13.

Además con los nuevos lineamientos presentados en el año 2018 por la CNH con el fin de que las empresas operadoras implementen métodos de recuperación mejorada en campos maduros se espera que incentive estas tecnologías en México en los próximos años.

3.2 Reservas de hidrocarburos en México

3.2.1 Provincias petroleras

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 hidrocarburos²².

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 activos²³ (Figura 3.4).

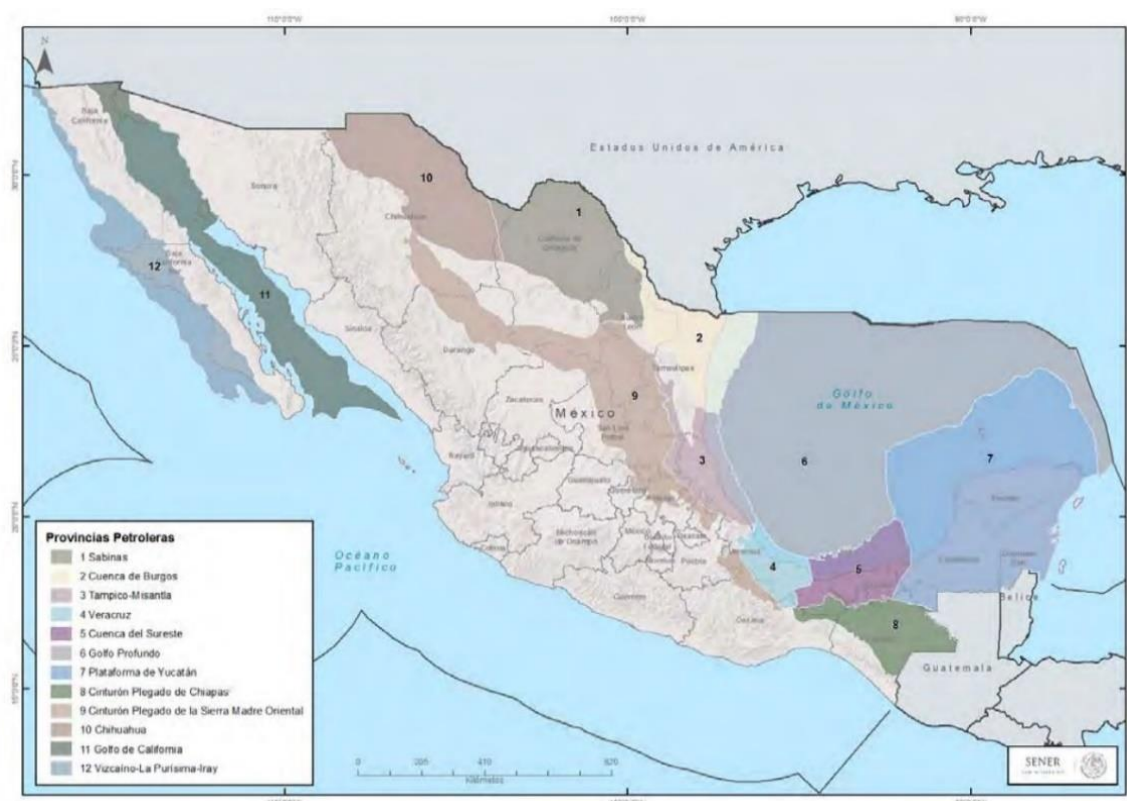


Figura 3.4 Localización de las provincias petroleras en México, SENER (2017)

- **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

²² PEP (2013), Provincias Petroleras de México. Pemex Exploración y Producción. Subdirección de Exploración 10 p.

²³ 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-bajo²⁴. Se muestran en la Tabla 3.1.

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 3.1 Provincias petroleras en México, PEP (2013)

3.2.2 Clasificación de reservas

Se definen como reservas a aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones establecidas²⁵. Su estimación parte de un proceso de caracterización de yacimientos, ingeniería de yacimientos, producción y evaluación económica.

Se considera que las reservas de hidrocarburos son los indicadores más importantes que tanto gobiernos, el sector financiero y las empresas petroleras deben tomar en cuenta al momento de querer definir acciones para contar con una seguridad energética a largo plazo.

Las reservas se categorizan de acuerdo con el nivel de certidumbre que presenten. La certidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de la disponibilidad de esta información al tiempo de la estimación e interpretación²⁶.

Para efectos de la estimación y clasificación de los valores de reservas se aplican los lineamientos del Petroleum Resources Management System (PRMS), junto con los criterios emitidos por la Society of Petroleum Engineers (SPE), el World Petroleum Council (WPC), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG) y la Society of Petroleum

²⁴ PEP (2013), Op. Cit. p5.

²⁵ Pemex (2018), Evaluación de las reservas de hidrocarburos. 1 de enero de 2018. Edición agosto 2018. 130 p.

²⁶ PEMEX (2014), Las Reservas de Hidrocarburos de México. 1 de enero de 2014, 121 p.

Evaluation Engineers (SPEE)²⁷. Considerando esta categorización las reservas se clasifican como:

- Reservas probadas: Son aquellas cantidades de hidrocarburos que, a partir del análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman con certeza razonable a ser recuperables comercialmente a partir de una fecha dada en adelante, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y reglamentación gubernamental definidas²⁸.

La certidumbre que presentan este tipo de reservas expresa un alto grado de confianza hacia las cantidades que serán recuperadas, se estima que este factor excederá o igualará un 90%.

- Reservas Probables: Volumen de hidrocarburos estimado a una fecha específica, que mediante métodos geológicos y geofísicos se encuentra definido. Se estima que son menos probables a ser recuperadas comparándolas con las reservas probadas. Las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores a la suma de las reservas estimadas probadas más probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilistas, debería haber por lo menos una probabilidad del 50% a que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P²⁹.
- Reservas Posibles: Son consideradas como reservas adicionales que mediante datos de geociencia y de ingeniería, se estima que son poco probables a ser recuperadas comparadas con las reservas probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de reservas probadas más probables más posibles (3P), lo que es equivalente al escenario de estimación alta. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilistas, debería haber por lo menos una probabilidad del 10% a que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P³⁰.

3.2.3 Reservas de hidrocarburos en México

De acuerdo con la evaluación al 1 de enero de 2018, México cuenta con reservas totales por 25,466.8 MMbpce, probadas de 8,483.7 MMbpce, probables por 7,678.6 MMbpce y posibles por 9,304.8 MMbpce³¹ más de la mitad de las reservas corresponde a las reservas 2P (64%) como se observa en la Figura 3.5.

²⁷ SENER (2018), Op. Cit. 8 p.

²⁸ CNH (2012), Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México. 1 de enero del 2012, 140 p.

²⁹ CNH (2012), Op. Cit. 19 p.

³⁰ CNH (2012), Op. Cit. 19 p.

³¹ SENER (2018), Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019. 154 p.

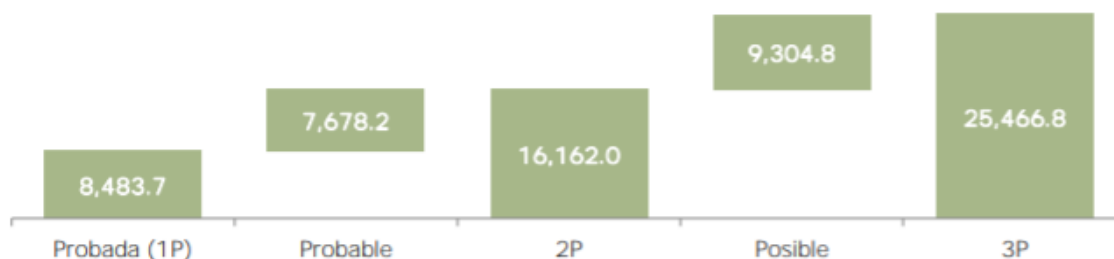


Figura 3.5. Reservas de hidrocarburos en México al 1 de enero de 2018, SENER (2018)

Cerca del 96% de las reservas probadas se concentran principalmente en las Cuencas del Sureste y Tampico-Misantla, además de que poseen entre el 95.6% y 92.5% de reservas probables y posibles, respectivamente. (ver Figura 3.6)

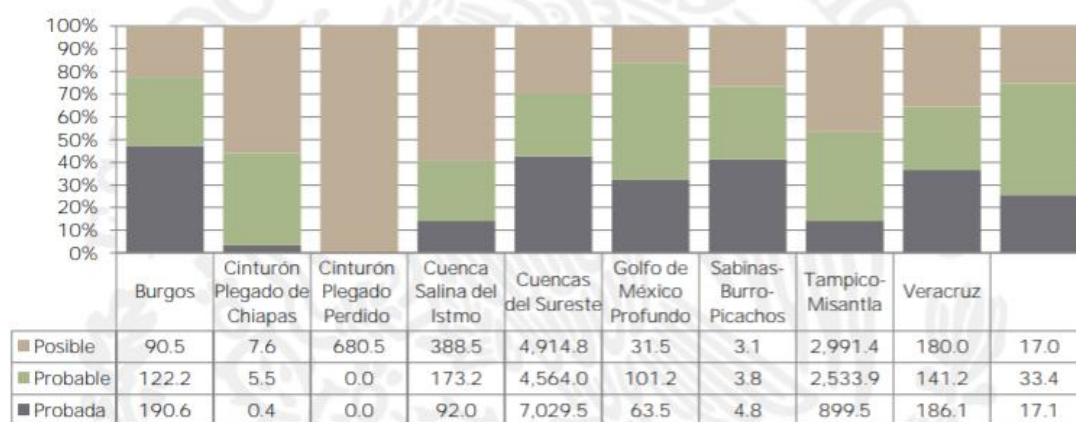


Figura 3.6. Reservas de hidrocarburos de México por provincia petrolera (MMbpce), SENER (2018)

El amplio potencial que contienen estas cuencas por lo que es importante considerar llevar a cabo una reclasificación de sus reservas por medio de la aplicación de métodos tecnológicos óptimos, así como la implementación de métodos de recuperación secundaria y mejorada con la finalidad de restituir reservas y con ello incrementar su factor de recuperación.

3.2.4 Volúmenes remanentes de hidrocarburos

El volumen remanente de hidrocarburos es definido por la CNH como el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. En otras palabras, es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica. En México al 1 de enero de 2018, se reportó un volumen remanente de 236,409 MMbpce³².

Existe un potencial enorme de recursos remanentes, como se observa en la Figura 3.7.

³² SENER (2018), Op. Cit. 41 p.

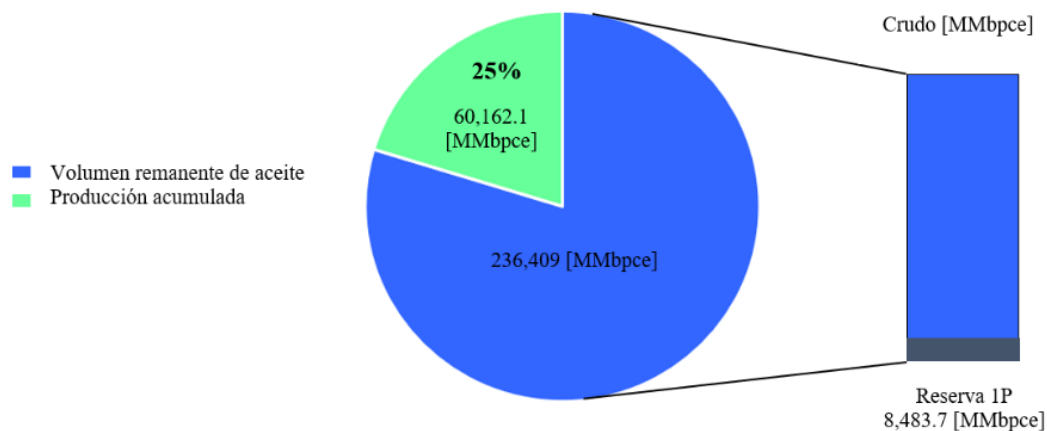


Figura 3.7. Reserva remanente, producción acumulada y reserva 1P nacional, Elaboración propia

La producción acumulada histórica representa el 25% del volumen remanente actual, sin embargo, en cuanto las reservas 1P solo representan el 3.6% del volumen remanente, lo que necesitará una pronta restitución de reservas para aprovechar los grandes volúmenes de hidrocarburos en el subsuelo.

Implementar métodos de recuperación mejorada para la restitución de reservas tendrá que asociarse a los campos maduros, por el hecho de que son los campos indicados para su aplicación.

3.3 Campos maduros en México

3.3.1 Definiciones

Existen diferentes definiciones de campos maduros, entre ellas se tienen las siguientes:

Que la producción acumulada sea igual o mayor a la mitad de las reservas 2P es decir; $N_p \geq 0.5 R_{2P}$ (Rangel Germán, 2015)

Aquél que alcanzó su pico de producción y ha comenzado su periodo de declinación. (Rangel Germán, 2015)

Que el campo lleve mas de 25 años de producción (Curtis L., Golike, 2014)

Campos que han llegado a su límite económico después de una *recuperación* (T. Babadagli, 2005)

Además presenta síntomas como los siguientes:

- Declinación de la presión
- Incremento en el flujo fraccional del agua
- Producción de arena
- Reducción en los ritmos de producción

La extracción de petróleo en campos maduros conlleva aplicar métodos de explotación para lidiar con el envejecimiento tanto del campo como de las instalaciones, asignar inversiones para desarrollar nuevas reservas deben ser consideradas.

3.3.2 Estado actual de los campos maduros en México

De acuerdo a la CNH, en México se tienen registrados 750 campos de hidrocarburos, de los cuales 485 pueden considerarse maduros, 432 están en tierra y 53 costa afuera. Estos 485 campos están integrados por 1045 yacimientos, 941 en terrestres y 104 marinos. (ver Figura 3.8)

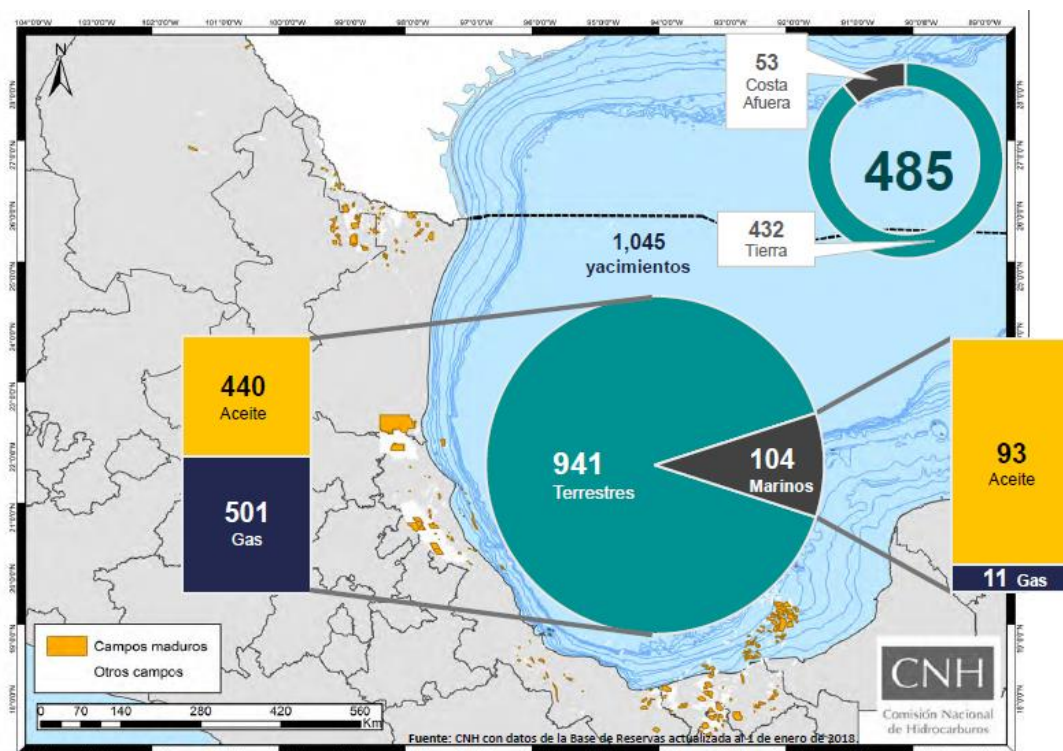


Figura 3.8. Estado actual de los campos maduros en México, CNH (2018)

Los yacimientos maduros en nuestro país representan el 73% de todos los campos productores, sustentando el 43% de la producción total del país³³.

Estos yacimientos maduros representan un reto y una oportunidad importante para incrementar la producción en el corto o mediano plazo, así como incrementar las reservas y los factores de recuperación de estos campos.

Como se observa en la Figura 3.9, están graficados tres tipos de etapas en la vida productiva de un campo, inicio de desarrollo, en etapa de desarrollo y maduros, se observa que la mayor cantidad de los campos en México se encuentran en estado maduro, además de que aun contienen un gran volumen de aceite remanente, incrementar cierto porcentaje en su factor

³³ AI (2015), El Futuro de los campos maduros en México: Un reto y una oportunidad. Miguel ángel Lozada Aguilar. 26 marzo de 2015. 52 p.

de recuperación significará la incorporación de importantes volúmenes de hidrocarburos a la producción nacional en los próximos años.

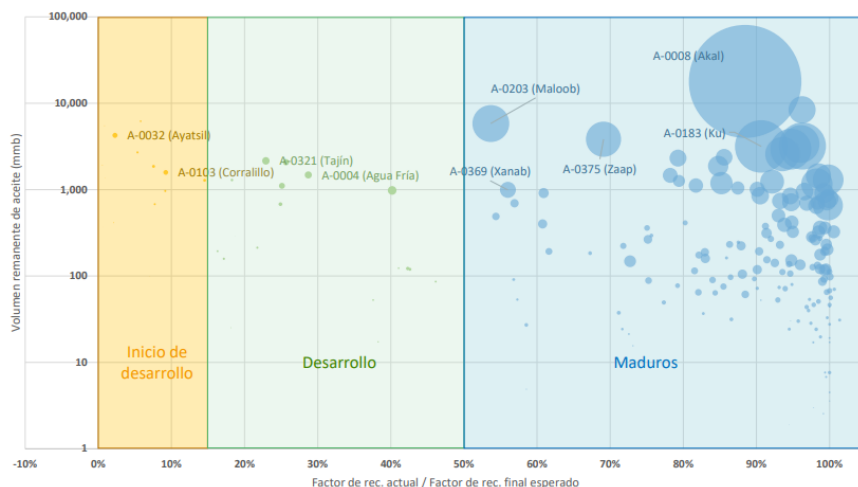


Figura 3.9. Reservas de hidrocarburos de México por provincia petrolera (MMbpce), SENER (2018)

En la Figura 3.10 se observan los principales proyectos y su etapa de explotación actual, la gran mayoría se encuentran en declinación y mantenimiento, destacan los campos terrestres de Tamaulipas Constituciones, Arenque, Ogarrio – Magallanes, Macuspana y Poza Rica, además de proyectos en recuperación secundaria y mejorada en el activo Cantarell, Abkatún y Jujo – Tecminoacán.

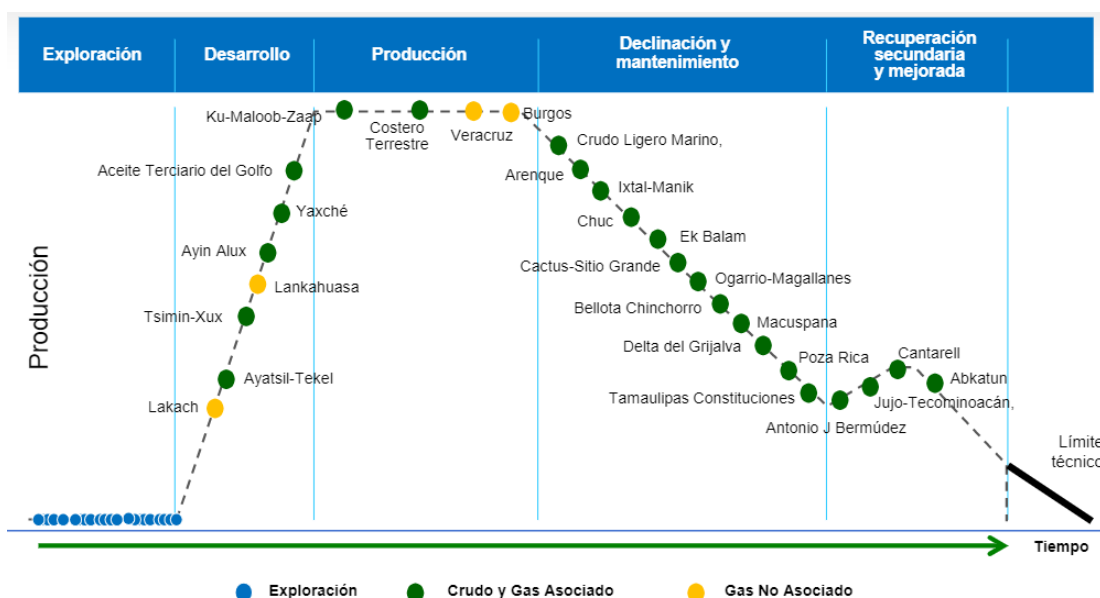


Figura 3.10. Estado de proyectos de hidrocarburos en México, PEMEX, (2015)

4. Metodología para la selección de candidatos fuente – destino

Como se ha demostrado en capítulos anteriores, existe una necesidad de mitigar emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial y en México, implementar medidas de mitigación a corto plazo será un reto importante que considerar, y aunado a eso, la producción nacional de hidrocarburos ha declinado, realizar estrategias de recuperación mejorada en campos maduros será indispensable en un corto plazo, lo cual hace pensar en la captura y secuestro de carbono, con un doble objetivo, mitigar las emisiones y aportar producción extra derivado a la inyección de CO₂ en campos de hidrocarburos.

En México esta tecnología no ha sido implementada hasta la actualidad, de acuerdo con el Mapa de la Ruta Tecnológica de CCUS (Captura, uso y almacenamiento de bióxido de carbono), se tienen adelantos para su implementación, sin embargo, aún no se ha caracterizado las mejores opciones de captura e inyección por lo cual es de suma importancia identificar las posibles opciones en cuanto a fuentes de captura y puntos de inyección, en el desarrollo de este capítulo se presenta la metodología propuesta para la selección de mejores candidatos, tomando en cuenta diferentes factores que hagan factible su implementación. Esta se esquematiza en la Figura 4.1.

La metodología propuesta consta de las siguientes etapas:

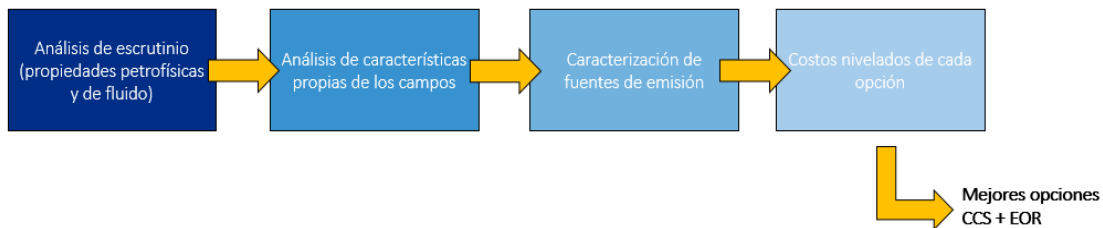


Figura 4.1. Metodología propuesta para la implementación de proyectos CCS+ EOR, Elaboración propia

▪ **Análisis de propiedades petrofísicas y fluido**

Conocer las propiedades petrofísicas de los puntos posibles de almacenamiento, nos dará a conocer los campos de hidrocarburos factibles a implementación de métodos EOR con CO₂, por medio de criterios de escrutinio establecidos.

▪ **Análisis de características propias de los campos**

Volúmenes de hidrocarburos remanentes, factores de recuperación, y estado de madurez de los campos, nos darán una mejor idea que campos son prioritarios.

▪ **Caracterización de fuentes de emisión**

Análisis de los sectores con mayor volumen de emisiones, así como la identificación de fuentes cercanas a los puntos de inyección, volúmenes de emisión, tipo de industria, así como los volúmenes de hidrocarburos a impactar ayudara a elegir las mejores opciones.

- **Análisis de costos asociados**

Realizar un comparativo entre opciones mediante costos nivelados de cada una de las etapas de la tecnología, nos dará a conocer las opciones económicas más factibles.

4.1 Análisis de propiedades petrofísicas y fluido

Existen diversos métodos para seleccionar los mejores candidatos para la recuperación de hidrocarburos mediante la inyección de CO₂, se basan en comparar las propiedades promedio de los yacimientos en casos de éxito, basándose en propiedades tanto petrofísicas como de fluido de los yacimientos en estudio, a continuación, se describen los métodos convencionales, avanzados e híbrido.

4.1.1 Método convencional

Utilización de criterios de escrutinio para la selección de los candidatos, mediante la evaluación de propiedades como la densidad, viscosidad, composición y temperatura de los fluidos, la saturación de aceite, espesor, permeabilidad, profundidad y tipo de formación.

Existen diversos autores donde se presentan rangos permisibles para la implementación de la inyección de CO₂ de manera miscible en los yacimientos. Carcoana (1992) presentó el primer artículo clásico para la selección del mejor método de EOR utilizando las características principales del sistema roca-fluido. En la literatura se encuentran otros ejemplos como el de Taber (1997), Green y Willhite (1998), Turta y Singhal (2001).

En la Figura 4.2 se presentan los criterios de escrutinio presentados por Taber para inyección de CO₂ de manera miscible como método de EOR.

Technical Screening Guides		
	Recommended	Range of Current Projects
Crude Oil		
Gravity, °API	>22	27 to 44
Viscosity, cp	<10	0.3 to 6
Composition	High percentage of intermediate hydrocarbons (especially C ₅ to C ₁₂)	
Reservoir		
Oil saturation, % PV	>20	15 to 70
Type of formation	Sandstone or carbonate and relatively thin unless dipping.	
Average permeability	Not critical if sufficient injection rates can be maintained.	
Depth and temperature	For miscible displacement, depth must be great enough to allow injection pressures greater than the MMP, which increases with temperature (see Fig. 7 of Ref. 1) and for heavier oils. Recommended depths for CO ₂ floods of typical Permian Basin oils follow.	
	<u>Oil Gravity, °API</u>	<u>Depth must be greater than (ft)</u>
For CO ₂ -miscible flooding	>40	2,500
	32 to 39.9	2,800
	28 to 31.9	3,300
	22 to 27.9	4,000
	<22	Fails miscible, screen for immiscible*
For immiscible CO ₂ flooding (lower oil recovery)	13 to 21.9	1,800
	<13	All oil reservoirs fail at any depth
At <1,800 ft, all reservoirs fail screening criteria for either miscible or immiscible flooding with supercritical CO ₂ .		

Figura 4.2. Criterios de escrutinio propuestos por Taber para la implementación de EOR – CO₂, Taber (1997)

Se observa que los intervalos, se presentan para aceites ligeros mayores a los 22°API (American Petroleum Institute), viscosidades menores a 10 cp (centipoise), alto porcentaje de hidrocarburos medios (C₅ a C₁₂), saturación de aceite mayor a 20%, y profundidades necesarias para lograr la miscibilidad, dependiendo de la gravedad API del hidrocarburo. Para que el método convencional sea útil, se debe contar con una base de datos amplia y contenido diverso de las propiedades petrofísicas y de fluido, se utilizan gráficos cruzados y de tipo radar comparando propiedades como la densidad, viscosidad, temperatura, porosidad, permeabilidad y profundidad

4.1.2 Método geológico

Es un método poco común de evaluación, este método compara propiedades geológicas como: el tipo de trampa, el ambiente de depósito, la era geológica, la litología, el tipo de estructura, y diagénesis; así como los coeficientes de Dykstra-Parsons (DP). Se tienen muchos ejemplos en la literatura de este método, aunque en su mayoría para formaciones siliciclásticas, Caers (2000), Cokinos (2004), Henson (2001), Kanp (1999) y Marique (2007) y muy pocos para carbonatos como Allan y Sun (2003).

4.1.3 Métodos avanzados

Estos métodos consisten en estrategias de minería robusta de datos y técnicas de inteligencia artificial, considerando combinaciones simultáneas de muchas propiedades.

Ejemplos de literatura de técnicas de inteligencia artificial como redes neuronales, lógica difusa y sistemas expertos son: Abdulraheem (2009), Alegre (1993), Ali (1994), Allain (1992), Balch (2000), Hamada (2009), Hutchin (1996), Mohaghegh (2000), Peden (1991) y Weiss (2000).

Se realiza un análisis estadístico para identificar la importancia de cada una de las variables, se obtiene un número reducido de variables que representan valores promedio de cada yacimiento y se califican los métodos de EOR. Posteriormente, se recurre a otra base de datos con la información de los métodos con mejor calificación para su aplicación en el candidato.

4.1.4 Métodos híbridos

Existe una metodología híbrida propuesta por Rangel – Germán en el año 2012, donde se permite identificar las mejores oportunidades de los métodos de EOR, considerando método convencional, geológico y avanzado con el fin de obtener las mejores opciones de inyección.

Primeramente, se utilizan criterios técnicos para identificar las mejores oportunidades, en este paso del análisis se considera criterios de selección convencionales, se evalúan propiedades del aceite como gravedad API y viscosidad, así como características del yacimiento como la saturación de aceite, tipo de formación, permeabilidad promedio, profundidad del yacimiento y temperatura entre otros.

En la segunda etapa se utilizan modelos probabilísticos, con el fin de calcular la probabilidad de éxito de cada opción y con ello obtener una cartera clasificada de proyectos CO₂ – EOR.

Dada la complejidad de algunos yacimientos, es necesario incluir criterios especializados del yacimiento, entre otros factores como limitaciones ambientales, consideraciones legales y política energética.

La principal limitación de esta etapa es la necesidad de contar con una cartera robusta de información, petrofísica, de fluidos y geológica de los yacimientos a evaluar, para su posible aplicación, tanto Petróleos Mexicanos y la Comisión Nacional de Hidrocarburos cuentan con la información necesaria, sin embargo, no es de libre acceso.

4.2 Análisis de características propias de los campos

En esta etapa se aconseja analizar características propias de cada uno de los campos factibles a implementar la inyección CO₂ como método de recuperación mejorada de acuerdo a lo descrito en la etapa anterior, las características son las siguientes:

- Perfiles históricos de producción (campo maduro)
- Volúmenes remanentes de hidrocarburos, aceite y gas.
- Urgencia de restitución de reservas
- Condiciones de instalaciones de producción

4.2.1 Perfiles históricos de producción (campo maduro)

Se propone analizar los perfiles históricos de producción (Figura 4.3) con el fin de proponer aquellos que se encuentren en periodo de declinación, es decir, sean campos maduros.



Figura 4.3. Perfil de producción típico de campo maduro, campo Cárdenas, CNH, (2019)

Este tipo de campos son prioritarios a implementar métodos de recuperación mejorada y con ello aumentar la producción de hidrocarburos dado que actualmente más del 80%³⁴ de la producción de México proviene de este tipo de campos.

4.2.2 Volúmenes remanentes de hidrocarburos, aceite y gas

El volumen remanente de hidrocarburos se refiere a la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica. Las reservas remanentes de aceite y gas ante una posible implementación de métodos de recuperación mejorada nos da a conocer los posibles volúmenes de hidrocarburos recuperados y su demanda de CO₂.

4.2.3 Urgencia de restitución de reservas

Como se mencionó anteriormente las reservas se clasifican de acuerdo a la certidumbre con la que se espera sean recuperadas, siendo las reservas 1P las de mayor certidumbre, sin embargo, actualmente México cuenta con un bajo porcentaje de reservas 1P en comparación con los volúmenes remanentes en el subsuelo. 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.

Existen campos de hidrocarburos donde los porcentajes de reservas 1P representan menos del 1% de su volumen remanente y con el ritmo de producción que cuentan actualmente estas reservas se espera que se agoten en un corto plazo, por lo que se propone dar prioridad a aquellos campos que cuyo porcentaje de reservas 1P sean inferiores.

4.2.4 Condiciones de las instalaciones de producción

La extracción de petróleo en campos maduros conlleva grandes retos, uno de ellos es lidiar con el envejecimiento de las instalaciones, dado han estado en producción por varios años, se debe de realizar un análisis de las condiciones de éstas, con el fin de evaluar las posibles inversiones necesarias dado que el aspecto económico es el que rigue la extracción en este tipo de campos.

Además se propone evaluar la cantidad de pozos inactivos totales, tener la infraestructura a realizar una reconversión de pozos en vez de perforar nuevos para los posibles patrones de inyección de CO₂ es de suma importancia, dado que ahorra gastos importantes de inversión.

4.3 Caracterización de fuentes de emisión

4.3.1 Identificación de fuentes de emisión cercanas a los campos de hidrocarburos

Como se analizó en capítulos anteriores, existen cuatro sectores estacionarios con el mayor volumen de emisiones en México, estos son: generación eléctrica, petroquímico y refinación, cementero y siderúrgico, a continuación se describen e identifican las fuentes con mayor número de emisiones de cada sector mencionado.

³⁴ Rangel, G (2015), Op. Cit. p15.

Emisiones del sector eléctrico

En el sector eléctrico se reportan emisiones de gases de efecto invernadero principalmente por la quema de combustible fósil para la generación eléctrica. Las emisiones del sector eléctrico provienen de las plantas de generación eléctrica convencional. (ver Tabla 4.1)

Tecnología	Emisiones emitidas (Mt de CO ²)
Convencional	122.7
Ciclo combinado	57.2
Termoeléctrica convencional	29.1
Carboeléctrica	23.6
Turbogás	7.3
Combustión Interna	2.8
Lecho fluidizado	2.7

Tabla 4.1. Volumen de emisión en el 2017 de las tecnologías convencionales de generación eléctrica, SENER (2018)

En el año 2017 se reportaron emisiones de 122.7 MTCO₂³⁵, principalmente de las carboeléctricas, plantas de ciclo combinado y termoeléctricas convencionales con un acumulado del 90% del total, estas plantas son las prioritarias para la implementación de captura de CO₂.

Emisiones del sector petroquímico y refinación

En la industria petroquímica y de refinación se reportan emisiones derivado del procesamiento y el uso de hidrocarburos de PEMEX-Transformación Industrial.

Estas emisiones son derivadas por 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 derivadas principalmente en las instalaciones de refinación, plantas petroquímicas y plantas procesadores de gas.

Emisiones del sector cementero y siderúrgico

En el sector industria se reportan las emisiones por el uso de combustibles fósiles; por los procesos industriales que generan emisiones a partir de la transformación de materias primas en productos, mediante procesos químicos y físicos; y las emisiones fugitivas por el minado y manejo del carbón (minería).

³⁵ PRODESEN (2018), Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2018 – 2032, 318 p.

En el sector siderúrgico se utiliza principalmente como combustible al gas natural y el gas de alto horno, en menor medida al carbón, coque de carbón, combustóleo y gas coque.

En el sector cementero y cal se utiliza principalmente el coque de petróleo, y en menor medida el gas natural, carbón, coque de carbón y combustóleo.

Se analizó las fuentes de estos cuatro sectores cercanas a los campos de hidrocarburos con el fin de identificarlas para posibles proyectos de captura y uso como método de recuperación mejorada, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, las fuentes deben encontrarse a un máximo de 200 km de los puntos de inyección, así como un flujo mínimo de 0.5 MTCO₂ anuales, para que sea atractivo implementar la tecnología. La identificación de las fuentes se visualiza en las Figuras 4.4 y 4.5, para la región sur – sureste y para la norte, respectivamente.



Figura 4.4. Identificación de las fuentes de emisión cercanas a los campos de hidrocarburos, región sur – sureste, Elaboración propia



Figura 4.5. Identificación de las fuentes de emisión cercanas a los campos de hidrocarburos, región norte, Elaboración propia

4.3.2 Volumen de hidrocarburos a impactar

El volumen de hidrocarburos a impactar se define como el volumen de hidrocarburos susceptible de impactar, en cierto horizonte de explotación derivado a él volumen de oferta de CO₂ de una fuente industrial.

Para inferir el volumen de hidrocarburos a impactar (N) en cierto horizonte de explotación (T) se considera la oferta anual de CO₂ (QCO₂), el factor promedio de utilización (FU) y el aumento en el factor de recuperación esperado (FR) del campo, esta se expresa en la siguiente ecuación:

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

Esta expresión servirá para calcular los posibles volúmenes de hidrocarburos impactados por cada una de las fuentes industriales caracterizadas anteriormente, dada su oferta de CO₂, con ello se podrá conocer el volumen remanente de hidrocarburos necesario por campo para que pueda ser administrado por una fuente.

Se caracterizó su volumen a impactar dado su flujo de emisión anual, además de acuerdo con lo propuesto por Rangel Germán³⁶, se utilizó un Factor de utilización de 10,000 scfCO₂/stb (pies cúbicos de CO₂ a condiciones estándar para generar un barril de petróleo), un Factor de recuperación del 5% y un horizonte de explotación de 20 años. Los resultados se muestran en las Tablas 4.2 – 4.5.

³⁶ Rangel, G. (2012), IOR – EOR potential in Mexico, presentado en el II Seminario Latinoamericano y del Caribe de Petróleo y Gas, Montevideo, Uruguay.

Industria Petroquímica y Refinación		
Nombre	Oferta [MtCO ₂]	N [MMbbls]
CPQ Morelos	1.4	1094.8
CPQ Cangrejera	1.6	1260.8
CPQ Lázaro Cárdenas	1.4	1074.0
CPQ Cosoleacaque	1.3	1011.5
CPQ Cactus	1.9	1462.0
CPQ Nuevo Pemex	0.7	554.3
CPQ Cd. Pemex	0.9	678.3

Industria de la Generación Eléctrica		
Nombre	Oferta [MtCO ₂]	N [MMbbls]
CC Dos Bocas	0.8	605.4

Industria Cementera		
Nombre	Oferta [MtCO ₂]	N [MMbbls]
Cementera Moctezuma	0.6	446.8
Cementera Apasco	0.6	440.5
Cementera Cruz Azul	0.5	404.4

Industria Química		
Nombre	Oferta [MtCO ₂]	N [MMbbls]
Planta Atasta	1.6	1226.8

Tablas 4.2 – 4.5. Oferta y volumen a impactar de las plantas de la región sur y sureste

Principalmente fuentes del sector petroquímica y refinación, así como plantas cementeras, destacan las refinerías, centros procesadores de gas y complejos petroquímicos por la cercanía con los campos de hidrocarburos. Además la planta de nitrógeno y compresión de Atasta con emisiones superiores a las 1.6 MtCO₂, se encuentra a menos de 100 km de los

campos de hidrocarburos en aguas someras, es necesario realizar un análisis técnico y económico para conocer su factibilidad para abastecer los campos maduros en aguas someras. (ver Tablas 4.6 – 4.8)

Industria Petroquímica y Refinación		
Nombre	Oferta [MtCO ₂]	N [MMbbls]
RF Madero	1.2	907.3

Industria de la Generación Eléctrica		
Nombre	Oferta [MtCO ₂]	N [MMbbls]
CT Altamira	1.8	1,396.0
CT Tamuín	2.0	1,523.9
CT Tuxpan	3.6	2,763.8
CT Fuerza y Energía de Tuxpan	1.4	1,052.1
CT Francisco Pérez	6.7	5,132.8
CT Valle de México	1.2	893.6

Industria Cementera		
Nombre	Oferta [MtCO ₂]	N [MMbbls]
Cementera Cemex	0.7	556.0
Cementera Fortaleza	0.6	481.5
Cementera Cruz Azul	0.9	705.6
Cementera Apasco	0.6	459.5
Cementera Moctezuma	1.2	907.3

Tablas 4.6 – 4.8. Oferta y volumen a impactar de las plantas de la región norte

Principalmente fuentes del sector de generación eléctrica y cementero. Se tienen fuentes con altos volúmenes de impacto, como es el caso de las plantas termoeléctricas de Tuxpan y Tula, donde se tendría que asociar con campos con alto volumen remanente de hidrocarburos.

Se debe analizar que posibles fuentes podrían realizar un “match” fuente - destino de acuerdo a los volúmenes tanto de oferta de la fuente y el remanente de hidrocarburos del campo.

4.4 Costos asociados a la implementación de CCS + EOR

Para conocer la factibilidad de un proyecto es necesario conocer su rentabilidad, y sus posibles beneficios económicos. Dentro de esta metodología se propone evaluar cada una de las posibles opciones de acuerdo con los costos asociados dentro de toda la cadena de operación de un proyecto CCS + EOR, puesto que utilizar los costos asociados para realizar una comparación entre las diferentes opciones nos da con claridad las mejores entre ellas, económicamente hablando. Estos costos toman en cuenta los costos de inversión, operación y mantenimiento, de combustible etcétera, durante toda la vida de una planta industrial.

En este análisis se deben considerar todos los costos asociados a cada una de las etapas, es decir, el aumento en los costos de producción de cada una de las fuentes industriales susceptibles a capturar sus emisiones y con ello deriva un costo de adquisición del CO₂ dentro del proceso de captura, costos nivelados de transporte y costos nivelados de inyección y monitoreo, así como el beneficio económico derivado al aumento en la producción de hidrocarburos.

La Figura 4.6 se ejemplifica el diagrama de los costos nivelados de adquisición de cada una de las etapas a considerar.

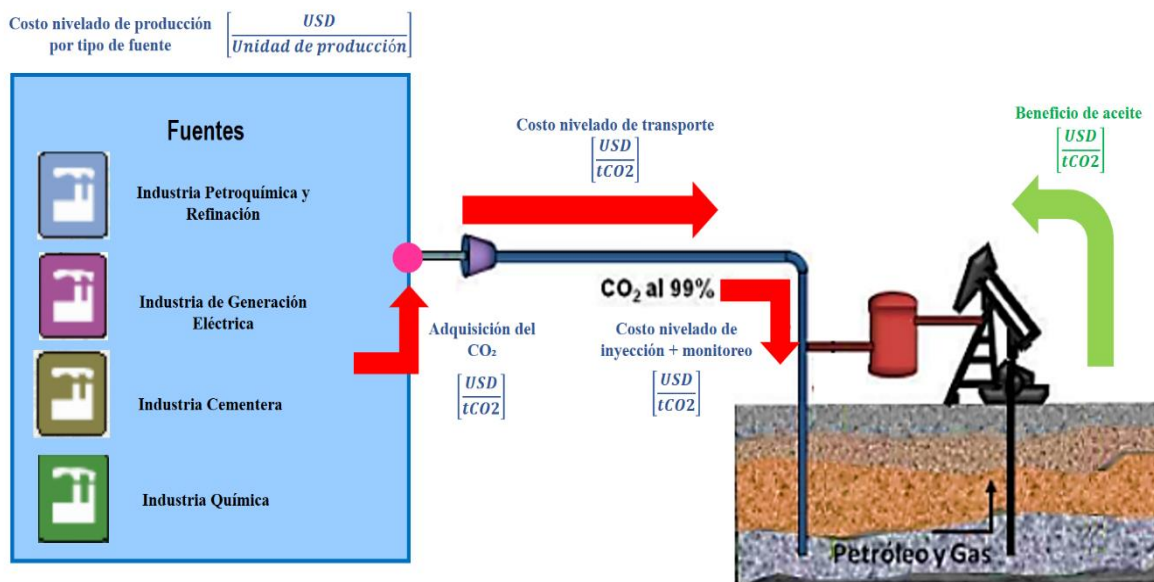


Figura 4.6. Diagrama de costos nivelados del proceso de captura y almacenamiento de CO₂, Elaboración propia

4.4.1 Costo nivelado de captura

El costo de captura de CO₂ depende de ciertos factores, como son la tecnología de captura a utilizar, la pureza del CO₂ en los gases de emisión, el tipo de fuente de emisión entre otros factores.

De acuerdo con el IPCC, el costo de captura representa entre el 70 al 90% de los costos totales de toda la cadena productiva de la tecnología. Los altos costos en la captura son unos de los impedimentos para su implementación a mayor escala a nivel mundial, sin embargo, se pueden desarrollar proyectos de captura de carbono de bajo costo, donde el CO₂ se presente con volúmenes altos de pureza en las emisiones, además de que se espera que con el desarrollo tecnológico en los próximos años se pueda reducir de forma importante estos costos.

Los costos de captura van ligados con el aumento en los costos nivelados de producción de las industrias al implementar tecnologías de captura. Los costos nivelados de producción hacen referencia a la escala y a la tasa de producción de la planta a lo largo de su vida útil, por lo que son considerados como una medida comparativa. Estos costos nivelados de producción consideran, los costos de inversión de la infraestructura, costos de operación y mantenimiento, y costos de combustible para operar.

El Global CCS Institute, y su informe Global Costs of Carbon Capture and Storage 2017, presenta información acerca de las estimaciones sobre los costos de captura de CO₂ en diferentes fuentes industriales, estas son presentadas en la Tabla 4.9, estos costos hacen referencia a proyectos realizados en Estados Unidos de América, sin embargo, la información nos proporciona un parámetro para considerar costos en posibles proyectos en México y las cifras pueden llegar a ajustarse a las condiciones de cualquier país.

En la Tabla 4.9 se encuentran abreviadas las industrias en las que se ha implementado la captura de CO₂, donde:

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

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

Tabla 4.9. Aumento en los costos nivelados de producción de diferentes industrias, Global CCS Institute (2017)

Respecto al incremento en los costos nivelados de producción se tiene dos tipos:

FOAK (First of a kind, por sus siglas en inglés), primera en su tipo, representa la primera implementación de la tecnología de captura en algún tipo industria y país, esto considera los costos de aprendizaje, se esperaría que en México podrían considerarse este tipo de costos por el hecho de que representaría la primera implementación de esta tecnología.

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

Los costos nivelados son presentados por unidad de producción dependiendo del tipo de industria, USD/ MWh, USD/Tonelada de cemento, USD/Tonelada de acero, USD/GJ de gas natural procesado, USD/Tonelada de fertilizante. Se observa aumentos importantes en los costos nivelados de producción en las industrias de generación eléctrica de un 45 hasta un 70% dependiendo del tipo de planta de generación eléctrica, plantas cementeras y metalúrgicas con aumentos del 68 y hasta 41%, respectivamente. Aumentos en menor medida en los procesadores de gas natural y producción de fertilizantes, esto debido a que se presentan flujos concentrados de CO₂ en las emisiones, lo cual representa costos menores en la captura respecto a las otras industrias.

De acuerdo con esto, se esperaría implementar primeramente en fuentes industriales con emisiones de alta pureza de CO₂, es el caso del complejo petroquímico Cosoleacaque y su planta de amoniaco (98% de pureza), centros procesadores de gas Cactus, Nuevo Pemex y Ciudad Pemex, así como de otros complejos Petroquímicos, Morelos y Cangrejera, donde se presenten flujos concentrados de CO₂.

Así mismo se propondría implementar la tecnología de captura en fuentes de generación eléctrica con altos volúmenes de emisión, Planta Termoeléctrica Tuxpan y Altamira, ambas con altos volúmenes de emisiones y cercanas a los campos de hidrocarburos.

4.4.2 Costo nivelado de transporte

El costo de transporte del CO₂ se encuentra principalmente en función de la distancia y el flujo másico de CO₂ transportado, además de otros factores del tipo de transporte, ya sea terrestre o marino, además de las condiciones del terreno.

Los costos nivelados de transporte consideran los siguientes factores:

- Costos de construcción: Costos de material y equipo (tubería, revestimiento de tubería, equipos de telecomunicaciones)
- Costos de instalación: Mano de obra
- Costos de operación y mantenimiento: Costos de monitoreo, costos de mantenimiento, costos energéticos.
- Otros costos: Diseño, gestión de proyectos, presentación regulatoria honorarios, costos de seguros, costos de derecho de paso, contingencias subsidios)

Los costos nivelados de transporte (USD/tCO₂) se presentan en las imágenes 4.7 y 4.8 de acuerdo con el IPCC y su informe Carbon Dioxide Capture and Storage.

En la Figura 4.7 se presenta el costo nivelado para el caso de una distancia de 250 km, tanto para carbonoductos terrestres y marinos, en color azul y rojo, respectivamente, respecto al flujo másico transportado. La línea continua representa un escenario bajo y la punteada un escenario alto, respecto al flujo másico transportado.

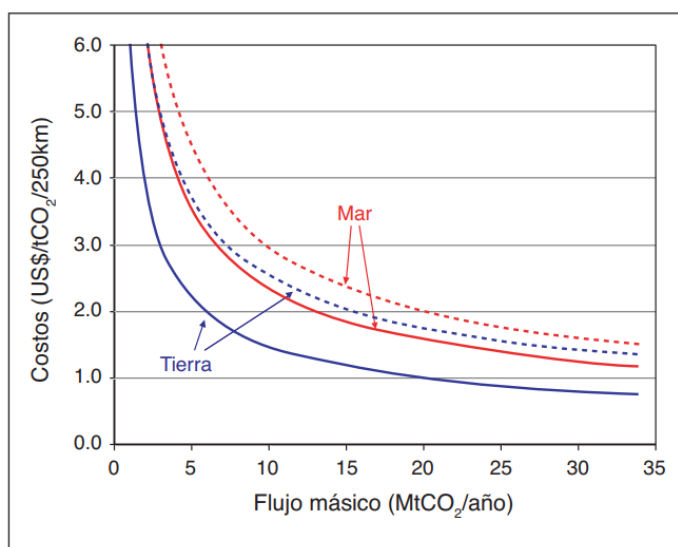


Figura 4.7. Costos nivelado de transporte en tierra y mar para una distancia nominal de 250 km, IPCC (2005)

Se observa en color azul los costos nivelados de transporte en USD/TCO₂ para carbonoductos terrestres, marítimos y buque, respecto a la distancia

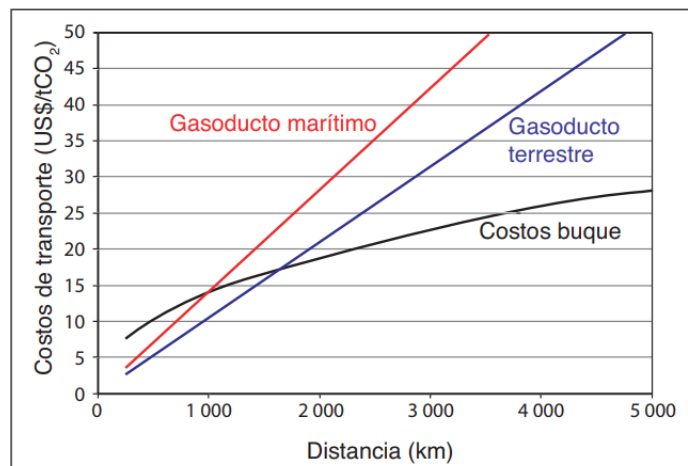


Figura 4.8. Costos nivelado de transporte en tierra, mar y buque, IPCC (2005)

Como se puede observar el transporte en tierra es más económico que en mar, esto derivado a la infraestructura necesaria para las condiciones en altamar, se recomienda realizar proyectos de transporte de CO₂ primeramente en condiciones terrestres por el menor costo, sin embargo si se considera proyectos en altamar, se recomienda gasoductos para distancias cortas, sin embargo, si las distancias son considerables es más recomendable el transporte por buque bajo la limitación de la capacidad del volumen transportado.

4.4.3 Costo nivelado inyección y monitoreo

Los costos de almacenamiento geológico y monitoreo se asocian con aquellas actividades relacionadas con la inyección del CO₂ en los yacimientos, el reciclaje del CO₂ para reinjectarlo en las zonas de interés, así, como del monitoreo que es esencial que se lleve a cabo con la finalidad de evitar riesgos durante la ejecución del proyecto.

En el documento “CCS in Mexico: Policy Strategy Options for CCS” presentado por la IEA-SENER se ejemplifican los costos obtenidos para diferentes tipos de tecnología aplicando CCS + EOR, analizándolo más a detalle, se determinó que el costo referido a la etapa de inyección y monitoreo es aproximadamente de 1 USD/ TCO₂.

Es importante mencionar que generalmente cuando se desea almacenar el CO₂ en un sitio geológico seguro se aplica de manera conjunta con la inyección de CO₂ con el propósito de generar un beneficio económico relacionado con la comercialización de los barriles extra producidos.

Propuestas finales

Realizar un amplia base de datos que incluya características geológicas, petrofísicas y de fluido de cada uno de los campos a evaluar, será indispensable para una buena evaluación de la inyección de CO₂ como método de EOR.

Aplicar la tecnología de captura a fuentes industriales ya establecidas necesitará una reconfiguración importante y con ello costos de inversión, establecer nuevas plantas de generación, refinación, etcétera bajo el esquema de CCS ready ayudará a reducir los costos de inversión a futuro dado que estas plantas ya contarían con las configuraciones necesarias para el momento en el que se deseen emplear.

Respecto a la localización de aquellas plantas estacionarias con grandes volúmenes de CO₂ emitidos a la atmósfera, la generación eléctrica se considera como el sector más contaminante, por lo que se recomienda dar prioridad en la captura de sus emisiones. De igual forma se analizó que gran cantidad de plantas estacionarias se ubican alejadas de las zonas petroleras, situación complicada y que es importante replantear dado que si se aplica de manera conjunta la implementación de CCS + EOR sería mucho más beneficioso. De acuerdo al programa de desarrollo del sector eléctrico (PRODESEN) solamente se tiene contemplada la instalación de 3 nuevas plantas convencionales en los estados de Veracruz y Tabasco (estados petroleros), de acuerdo a esto se propone que más plantas se localicen en estos estados bajo esquema de CCS ready para su pronta aplicación y utilización de las emisiones en los campos de hidrocarburos cercanos.

Dentro de las recomendaciones principales para la correcta implementación de CCS en nuestro país se sugiere desarrollar un marco regulatorio que permita llevar a cabo de manera óptima este tipo de tecnología, ya que hasta el momento no se cuenta con un marco establecido. Además se deberán considerar los incentivos gubernamentales como los certificados de energía limpias (CEL), donde la captura de carbono está considerada, sin embargo solo se limita al sector de generación eléctrica, los bonos de carbono a su vez ayudarán a que más fuentes de emisión utilicen esta tecnología. Por ello la aplicación de incentivos será indispensable para la masificación de la tecnología en nuestro país.

Conclusiones

El aumento en las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera ha derivado lo que conocemos como efecto invernadero y consecuentemente el cambio climático que en la actualidad afecta a nivel mundial, a partir de ello se han implementado acuerdos y estrategias mundiales para la mitigación de estos gases, acuerdos como los pactados en la COP21, realizada en París en el 2015, dónde la premisa principal es la limitación en el aumento a la temperatura, una de las estrategias con mayor peso es el secuestro de carbono.

El secuestro de carbono es una de las principales estrategias de mitigación propuesta por la IEA, aunque no es una tecnología nueva, está no solo es practicada en pocos países a nivel mundial y existen un número limitado de proyectos a gran escala, sin embargo, países en desarrollo como México han optado por poner empeño en adoptar dicha tecnología. México como país emisor se comprometió a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero, aunque el compromiso es no condicionado por su estatus de país en desarrollo, se está realizando esfuerzos importantes para limitar sus emisiones, uno de ellos es la adopción de la tecnología de secuestro de carbono.

Aunado a esto la producción de hidrocarburos en México ha declinado de forma importante en los últimos años, actualmente se está produciendo lo mismo que hace 40 años, y aunque la implementación de la reforma energética pronosticaba una alza la producción, está no ha tenido los resultados esperados dado que prácticamente la producción proviene de los campos maduros y declinados asignados a Pemex y no de las áreas contractuales. Muchas de las áreas contractuales que se han licitado han sido para exploración, las cuales teniendo éxito geológico aportarán producción en un no corto plazo, por lo que actualmente se debe de invertir en campos dónde se tenga hidrocarburos físicamente ya descubiertos, como lo son los campos maduros, que aunque su producción este declinada estos aún cuentan con volúmenes de hidrocarburos importantes, los cuales deben de ser aprovechados y producidos, sin embargo, esto no será factible bajo los métodos de recuperación que están siendo actualmente implementados en dichos campos, aplicar métodos de recuperación mejorada será indispensable para poder producir cierto volumen con el que cuentan en el subsuelo.

Teniendo en cuenta estas dos problemáticas, tanto la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la urgencia de aplicación de métodos de EOR por el declive en la producción nacional, este trabajo de investigación propuso una metodología a seguir para caracterizar las mejores opciones fuente – destino y su posible implementación en los próximos años. Esta metodología es propuesta dado que actualmente no existe una caracterización de fuentes y puntos de inyección factibles, toma en cuenta tanto factores de los campos a inyectar y almacenar, como de las fuentes de emisión, lo cual bajo su implementación, daría las mejores opciones fuente -destino para proyectos de captura de carbono.

Implementar la tecnología de captura y secuestro de carbono en México, deberá realizar esfuerzos tanto técnicos como de regulación, ya que actualmente no existe regulación alguna sobre esta técnica a nivel nacional, asignar instituciones para monitorear y regular cada una de las etapas desde la captura, transporte, uso y almacenamiento deberán ser implementadas.

Además la creación de incentivos o multas para su masificación serán de suma importancia, la creación de un mercado de carbono nacional, con el fin de que empresas puedan obtener beneficios económicos ante la venta de bonos de carbono y hagan económicamente factible la implementación de plantas de captura y los costos que esto conlleva, como por ejemplo el caso de los certificados de energía limpia de acuerdo con la comisión reguladora de energía esta tecnología es considerada una fuente de generación limpia, siempre y cuando cumpla con los factores de emisión de 100 kgCO₂/mwh, con lo cual las empresas de generación eléctrica podrían ser acreedores de certificados de energías limpias (CEL) y venderlos en las subastas realizadas por la CRE. Estos incentivos podrían masificar la tecnología en el país, con el objeto de cumplir con las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector industrial.

Se estima que la demanda de hidrocarburos a nivel mundial incrementará y una opción para seguir haciendo uso de este tipo de combustibles es la aplicación de CCS + EOR ya que permite cumplir dos metas conjuntas, relacionadas con el aumento en la producción de hidrocarburos, así, como una estrategia para mitigar grandes volúmenes de CO₂ generados por la quema de estos combustible fósiles. 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

REFERENCIAS

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

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

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 18 de Diciembre 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.

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.

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

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 (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.

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